

**Институт энергетической стратегии  
(ЗАО «ГУ ИЭС»)**

**Институт проблем нефти и газа РАН**

**Экспертно-консультационный центр  
«Мировая энергетика»**

**НЕТРАДИЦИОННЫЙ ГАЗ КАК ФАКТОР  
РЕГИОНАЛИЗАЦИИ ГАЗОВЫХ РЫНКОВ**

**МОСКВА  
2013**

УДК 622.324

ББК 31.354

**ISBN 978-5-98908-109-7**

**Мастепанов А.М., Степанов А.Д., Горевалов С.В., Белогорьев А.М.;**  
**Нетрадиционный газ как фактор регионализации газовых рынков/**  
под общ. ред. д.э.н. А.М. Мастепанова и к.г.н., доц. А.И. Громова – М.:  
ИЦ «Энергия», 2013. – 128 с.

В издании представлен комплексный анализ текущего положения и перспектив мировой добычи нетрадиционного газа в контексте общего развития энергетики, энергетической регионализации и технологической глобализации. При этом авторы исходят из более широкого, чем принято обычно, понимания термина «нетрадиционный газ», включая в него наряду со сланцевым газом, газом плотных пород, угольным метаном и газогидратами, также биогаз.

Основными задачами работы являются демонстрация особенностей добычи (производства) каждого из рассмотренных видов нетрадиционного газа и выявление основных факторов, определяющих процесс их развития.

Отдельно проведена оценка перспектив развития сланцевого газа как наиболее динамично развивающегося из всех видов нетрадиционного газа не только с экономической точки зрения, но и со стороны энергетической рентабельности его добычи. Подобный подход позволяет получить ответ на вопрос, оправдана ли добыча сланцевого газа с точки зрения затрачиваемой на этот процесс энергии и обладает ли сланцевый газ долгосрочным потенциалом наращивания добычи.

Издание предназначено для экономистов, специализирующихся на развитии мирового и отечественного газового рынков, преподавателей и студентов экономических факультетов и всех интересующихся эволюцией мирового рынка газа и тенденциями развития мировой энергетики.

**Рецензенты:** член-корр. РАН, д.э.н., проф. Е.А. Телегина  
к.э.н., доц. Т.А. Митрова.

Монография рекомендована к изданию  
Ученым советом Института энергетической стратегии

**ISBN 978-5-98908-109-7**

© Авторы, 2013

© ЗАО «ГУ ИЭС», 2013

© ЭКЦ «Мировая энергетика»

# Содержание

<b>Введение</b> .....	4
<b>Глава 1. Некоторые сравнительные оценки традиционных и нетрадиционных источников углеводородов</b> .....	8
<b>Глава 2. Особенности добычи и производства нетрадиционного газа</b> .....	17
<b>Глава 3. Региональное распределение ресурсов и доказанных запасов нетрадиционного газа</b> .....	28
3.1. Сланцевый газ.....	28
3.2. Угольный метан.....	33
3.3. Газ плотных пород .....	35
3.4. Газовые гидраты .....	36
3.5. Проблема адекватности существующих оценок ресурсов и доказанных запасов нетрадиционного газа.....	42
<b>Глава 4. Текущее состояние и себестоимость добычи нетрадиционного газа</b> .....	46
4.1. Сланцевый газ.....	46
4.2. Газ плотных пород .....	69
4.3. Угольный метан.....	81
4.4. Биогаз .....	97
<b>Глава 5. Энергетическая рентабельность добычи сланцевого газа (на примере США)</b> .....	107
<b>Заключение</b> .....	117
<b>Литература</b> .....	121

## ВВЕДЕНИЕ

В последние годы в мировой энергетике достаточно четко стала проявляться тенденция формирования устойчивого симбиоза технологической глобализации и ресурсной регионализации, причем возрастающую роль в этих процессах играют нетрадиционные виды и источники углеводородов.

Под **ресурсной регионализацией** подразумевается процесс формирования относительно замкнутых региональных энергетических рынков, основанных на использовании преимущественно внутрирегиональных энергоресурсов, за счет чего в значительной мере достигается сокращение зависимости от энергетических поставок из других регионов. В основе ресурсной регионализации лежит процесс **технологической глобализации**, которая заключается в быстром распространении новых технологий в ключевых регионах мира. На базе доступности этих новых технологий становится возможным переход к относительной энергетической самообеспеченности регионов – ключевых импортеров энергоносителей.

Технологическая глобализация вызывает усиление конкуренции и рост востребованности новых энергетических технологий, в основе чего лежит расширение их глобального трансферта<sup>1</sup>. Этот процесс, в свою очередь, обеспечивает постепенную трансформацию мирового рынка энергетического сырья в рынок энергетических услуг и технологий.

Для разных стран регионализация имеет различную энерго-сырьевую природу (таблица). В США это, прежде всего, добыча природного газа плотных коллекторов (низкопроницаемых формаций), сланцевого газа и сланцевой нефти. В Канаде активно развивается добыча битуминозных песков Атабаски, кроме того также наращивается добыча нетрадиционного газа. В Европе ставка, прежде всего, делается на ВИЭ; в более отдаленной перспективе возможно также локальное развитие добычи сланцевого газа. Большие перспективы развития добычи нетрадиционного газа существуют в Китае, где в промышленных масштабах уже ведется добыча угольного метана и производство биогаза, делаются пробные попытки освоения добычи газа из сланцев. В Японии, бедной другими нетрадиционными (как и традиционными) видами энергии, работают два экспериментальных завода по добыче газа из морских газогидратов.

---

<sup>1</sup>Трансферт (от фр. «transfert») или трансфер (от лат. «transfere») – движение технологии с использованием каких-либо информационных каналов от одного ее индивидуального или коллективного носителя к другому (по Д.В. Гибсону).

Развитие добычи углеводородов из нетрадиционных источников и возобновляемой энергетики, ставшее технически возможным и экономически целесообразным в результате разработки и применения новых технологий и технических решений, в свою очередь сопровождается необходимостью использования еще более новых и более сложных технологических решений. При этом создание новых энергетических технологий отличается региональной неравномерностью и высокой степенью концентрации в отдельных странах.

### **Основные центры ресурсной регионализации в мире**

<b>Центры ресурсной регионализации</b>	<b>Основные драйверы процесса ресурсной регионализации</b>
США и Канада	Нетрадиционные источники углеводородов: в США – сланцевый газ, сланцевая нефть; в Канаде – битуминозные пески, частично сланцевый газ
Европа	ВИЭ и энергосбережение
Бразилия, Венесуэла	ВИЭ и глубоководная нефть в Бразилии, тяжелая нефть в Венесуэле
Китай	ВИЭ (главным образом ветрогенерация), сланцевый газ, технологии «чистого» угля, энергосбережение
Япония	Атомная энергетика нового поколения, ВИЭ (прежде всего солнечная генерация), газогидраты
Россия	Традиционные ресурсы нефти и газа
Ближний Восток	Традиционные ресурсы нефти и газа

*Источник: ИЭС.*

В свете этого возникает необходимость их глобального трансферта (движения в направлении технологической глобализации).

Особое место в процессах регионализации и технологической глобализации занимает так называемый нетрадиционный газ<sup>2</sup> (сланцевый газ, газ плотных коллекторов, метан угольных пластов, биогаз, газогидраты и др.), который буквально в считанные годы заявил о

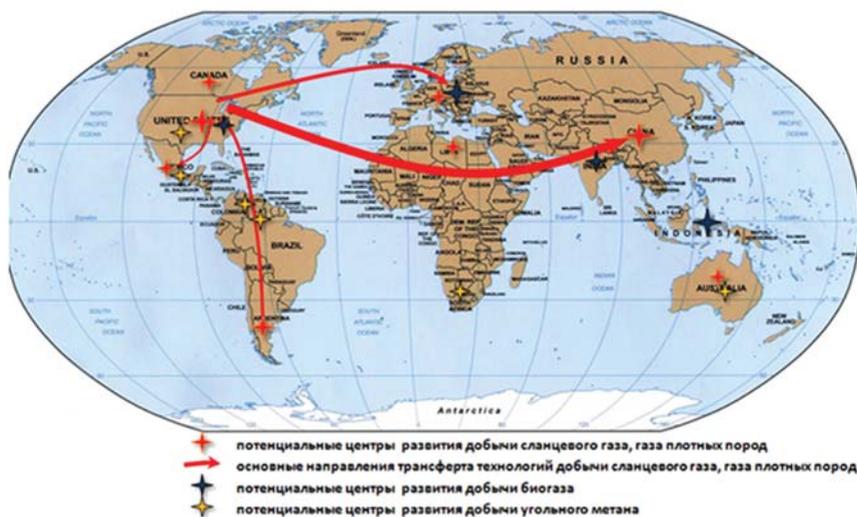
<sup>2</sup> Международный газовый союз (IGU) сформулировал следующие критерии отнесения газовых залежей к нетрадиционным:

- **Геологические:** газ является нетрадиционным, если находится в залежи не в свободном (газообразном) состоянии, а в иной форме (сорбированной, гидратной, водорастворенной), а также если газ содержится в низкопроницаемых (обычно менее 1 мД) коллекторах.
- **Технологические:** залежь можно рассматривать как нетрадиционную, если технология промышленной добычи газа не определена.
- **Экономические:** стоимость добычи нетрадиционного газа (включая транспортные издержки) превышает цену на газ.

себе как об одном из основных перспективных источников мирового энергообеспечения. Соответственно нарастает и глобальный трансферт технологий добычи нетрадиционного газа, в первую очередь, от США, в другие регионы мира (рисунок).

Основными направлениями трансферта технологий добычи нетрадиционного газа являются Китай, Европа, Аргентина и Мексика. Именно в этих регионах на сегодняшний день отмечается наиболее высокий интерес к нетрадиционному газу. При этом основными механизмами трансферта технологий, особенно в развивающиеся страны, являются привлечение иностранных компаний-лицензиаров подобных технологий либо компаний, обладающих опытом добычи нетрадиционного газа. Как правило, это выражается в создании совместных предприятий.

По этому пути идет, в частности, Китай, где в соответствии с местным законодательством иностранные компании не могут самостоятельно вести поисково-разведочные работы и добычу нефти и природного газа (в том числе сланцевого). Поэтому в Китае широкое распространение получили различные формы совместных предприятий, в том числе и на условиях раздела продукции. По такому принципу в Китае в области добычи газа из нетрадиционных источ-



Источник: ИЭС.

**Основные центры развития добычи и производства нетрадиционного газа в мире и направления трансферта технологий добычи сланцевого газа и газа плотных пород**

ников работают сейчас десятки иностранных компаний, в том числе такие крупнейшие, как Шелл (Shell), ЭксонМобил (ExxonMobil), КонокоФиллипс (ConocoPhillips), Бритиш Петролеум (BP) и др.

Кроме того, компании Китая непосредственно входят в сланцевые проекты на территории США. Так, в начале 2012 г. к разработке сланцевых пластов приступила китайская CNOOC, которая в октябре 2010 г. приобрела у пионера американской сланцевой добычи Chesapeake 33% долю в акционерном капитале. При этом условия договора предусматривают доступ CNOOC к технологиям по извлечению сланцевого газа.

Проблемам освоения нетрадиционных ресурсов газа в последние годы посвящено огромное количество как солидных научных работ, так и еще большее число различных комментариев со стороны специалистов, политиков и широкой общественности на страницах печатных и в электронных СМИ. Однако в подавляющем большинстве из них рассматриваются те или иные отдельные аспекты этой проблемы. В то же время такие вопросы, как роль нетрадиционного газа в формировании перспективного мирового энергетического баланса, в развитии основных газовых рынков и их регионализации, изучены, на наш взгляд, недостаточно. В представляемой читателю работе делается попытка восполнить этот пробел, исходя из того, что ресурсы нетрадиционного газа в обозримой перспективе останутся, в первую очередь, ресурсами локального (местного) энергопотребления.

Одновременно авторы постарались разобраться и в некоторых вопросах, связанных с экономической эффективностью освоения нетрадиционных ресурсов газа. Производство нетрадиционного газа ввиду объективных причин, в первую очередь – использования новых более дорогостоящих и более сложных технологических решений, может находиться на грани эффективности. При этом фактически можно выделить как собственно экономическую эффективность добычи, которая достаточно широко анализируется в научной литературе, так и ее энергетическую рентабельность (т.н. EROEI). По мнению авторов предлагаемого читателю исследования, условием долгосрочного развития добычи (производства) нетрадиционного газа является приемлемый уровень показателя EROEI. В частности, оценка и расчет этого показателя во многом позволяет найти ответ и на вопрос, является ли текущая «сланцевая революция» в США неким спекулятивным пузырем?

# ГЛАВА 1. НЕКОТОРЫЕ СРАВНИТЕЛЬНЫЕ ОЦЕНКИ ТРАДИЦИОННЫХ И НЕТРАДИЦИОННЫХ ИСТОЧНИКОВ УГЛЕВОДОРОДОВ

Оценки и прогнозы ведущих аналитических центров свидетельствуют, что углеводородные ресурсы в ближайшие десятилетия останутся основой мирового энергопотребления. Так, по последним оценкам ВР, в 2030 г. потребление нефти и газа в мире составит, соответственно, более 4430 и 4300 млн т н.э., а их доля в суммарном мировом энергопотреблении превысит 53%. Близкие цифры приводит и МЭА: согласно его последнему прогнозу, в 2035 г. в сценарии новых политик, объем потребления нефти составит 4645 млн т н.э., а природного газа – 3928 млн т н.э. Соответственно, их доля в общем потреблении энергии превысит 50,5%.

В то же время значительные изменения ожидаются непосредственно в структуре используемых углеводородов. Во второй половине XX века по мере развития нефтегазовой отрасли выявлялось все больше случаев нахождения и распространения залежей и месторождений нефти, газа и газового конденсата в сложных, необычных (нетрадиционных) условиях. К концу XX века углеводородные ресурсы целого ряда разновидностей нетрадиционных скоплений (таких, как газогидраты и тяжелые нефти, сланцевые газ и нефть, водорастворенные газы, газы плотных резервуаров) намного превысили ресурсы их традиционных аналогов, а начало XXI века ознаменовалось переходом к их широкому использованию. И хотя достоверные данные о величине ресурсов нетрадиционного углеводородного сырья отсутствуют, даже их оценка впечатляет.

Исходя из современного уровня знаний о Земле, о генезисе углеводородного сырья и закономерностях его размещения, общая картина величины и структуры углеводородных ресурсов может быть представлена в следующем виде рис. 1.1.

Как видно из этого графика, основная часть ресурсов углеводородного сырья приходится на так называемые нетрадиционные источники: метан угольных пластов; тяжелые нефти, нефтяные пески и природные битумы; нефть и газ в плотных формациях и низкопроницаемых коллекторах, включая сланцевую нефть и сланцевый газ; водорастворенный газ и газовые гидраты.

Кроме того, практически пока не используется и значительная часть традиционных ресурсов нефти и газа, сосредоточенных, пре-

жде всего, в глубоких горизонтах нефтегазоносных провинций на суше и на глубоководном морском шельфе, в Арктике и на Востоке России. То есть в тех районах, которые характеризуются либо экстремальными природно-климатическими условиями, либо сложными геологическими условиями залегания углеводородных ресурсов, требующих для эффективной и экологически безопасной разработки новых технологий и технических решений.



Источник: Якуцени В.П., Петрова Ю.Э., Суханов А.А.

**Рис. 1.1. Геологические ресурсы углеводородов**

Однако надо отметить, что методологически четкого разграничения между понятиями «традиционные» (conventional) и «нетрадиционные» (unconventional) источники углеводородов нет. Поэтому, например, часть нефти и газа в плотных формациях и низкопроницаемых коллекторах (tight oil, tight gas) разные специалисты относят то к традиционным, то к нетрадиционным ресурсам. Более того, с 2010 г. Министерство энергетики США использует уже «политкорректное» название для газа из нетрадиционных источников: газ из коллекторов с низкой проницаемостью (lowpermeability reservoirs).

Присутствуют неопределенность и расхождения в используемой терминологии и тогда, когда речь заходит о нетрадиционной нефти. Например, часто смешиваются такие понятия как «тяжелая» (heavy oil) и «ультратяжелая» нефть (ultra heavy oil), «сланцевая» нефть (shale oil) и нефть нефтяных сланцев (oil shale, то есть получаемая при переработке этих сланцев), «природные битумы» и «нефтеносные» или «битумные» песчаники (oil sands, tar sands). Одни авторы

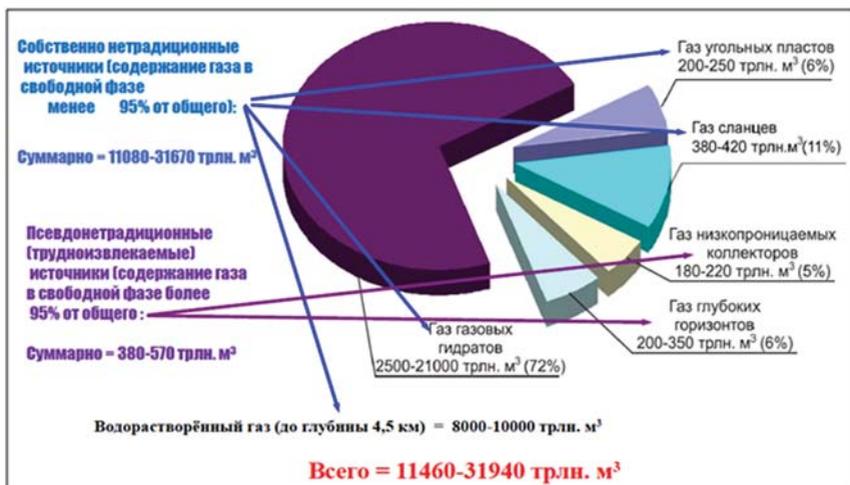
их различают, другие – нет, используя собирательное понятие «нетрадиционная нефть» либо нефть низкопроницаемых пород (tight oil или light tight oil).

Более того, даже термин «сланцевая нефть» зачастую используется для обозначения различных видов нефтяного сырья:

- во-первых, легкой нефти низкопроницаемых пород, добываемой методами мультистадийного гидроразрыва пласта;
- во-вторых, легких углеводородных фракций, получаемых посредством термического воздействия на твердые сланцевые породы с высоким содержанием керогена.

А некоторые специалисты используют обобщающий термин «нефть сланцевых плеев», который включает в себя оба вышеназванных вида сырья и характеризует нефть, получаемую различными методами на сланцевых плеех (бассейнах, месторождениях). Поэтому в специальной литературе только из-за одного этого фактора существует значительный разброс приводимых оценок и по величине тех или иных ресурсов, и по возможности их эффективной разработки. Аналогичная ситуация и с нетрадиционными ресурсами газа (рис. 1.2.).

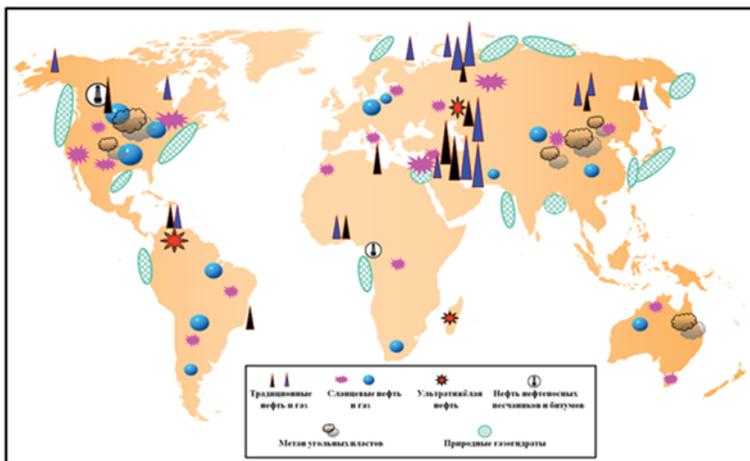
Если исходить только из существующих представлений о наличии и объемах традиционных и нетрадиционных ресурсах углеводородов, принимая во внимание некую среднюю оценку их величины, а также из их территориального размещения, но оставляя в стороне вопросы



Источник: Оценки ООО «Газпром ВНИИГАЗ».

Рис. 1.2. Мировые ресурсы газа нетрадиционных источников

возможности и стоимости разработки, то к середине XXI века могла бы сформироваться примерно такая схема основных центров добычи нефти и газа мирового и межрегионального значения – рис. 1.3.



Источник: А.М. Мастепанов.

**Рис. 1.3. Потенциально возможные центры добычи нефти и газа середины XXI века (мирового и межрегионального значения)**

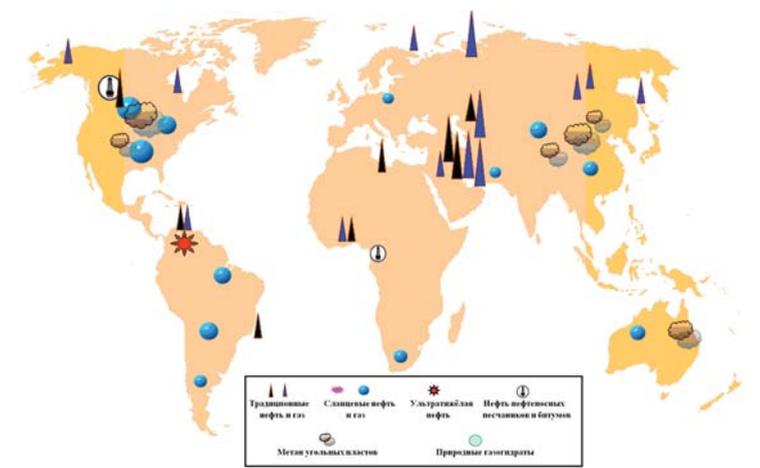
В настоящее время нет не только методологически четкого разграничения между понятиями «традиционные» и «нетрадиционные» источники углеводородов, но и общепризнанной классификации нетрадиционных ресурсов по степени доступности их использования, учитывающей состояние изученности, наличие апробированных технологий разработки, транспорта и использования, конкурентоспособность по сравнению с традиционными видами топлива и энергии.

Поэтому в целях дальнейшего анализа можно использовать следующую классификацию нетрадиционных ресурсов нефти и газа, предложенную российскими специалистами:

- первая группа – **ресурсы первоочередные для освоения**, для которых уже имеются промышленные технологии (тяжелая и высоковязкая нефть, природные битумы, нефть и газ, залегающие на глубинах более 4500 м и в низкопроницаемых породах, сланцевый газ и метан угольных пластов);
- вторая группа – **ресурсы и объекты средней и долгосрочной перспективы**, для которых уже разработаны либо разрабатываются опытно-промышленные технологии (сланцевая и матричная нефть, газогидраты);

- третья группа – **потенциально возможные и гипотетические ресурсы**, технологий использования которых пока не предложено (водорастворенные газы, газ газонасыщенных торфяников и др.).

Исходя из обеспеченности ресурсами и технологических ограничений, то есть, учитывая только **первоочередные для освоения** нетрадиционные ресурсы, а также традиционные ресурсы, для которых уже имеются апробированные технологии, схема основных центров добычи нефти и газа мирового и межрегионального значения, которая могла бы сформироваться через 20-30 лет, будет выглядеть уже по другому (рис. 1.4).



Источник: А.М. Мастепанов.

**Рис. 1.4. Потенциально возможные центры добычи нефти и газа мирового и межрегионального значения (с учетом технологических ограничений)**

Но и эта схема – всего лишь гипотетическое предположение, поскольку она не учитывает стоимостные факторы, то есть величину издержек разработки тех или иных видов углеводородных ресурсов. К настоящему времени целый ряд исследовательских центров и специалистов сделал свои оценки подобных затрат.

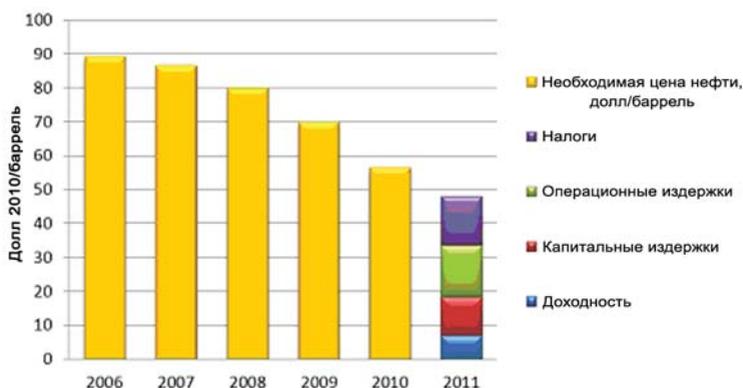
Так, например, согласно оценкам производственных издержек при добыче традиционного и нетрадиционного газа, сделанные в 2010 г. КРМГ по данным МЭА для условий США, основная часть этих ресурсов рентабельна для разработки при уровне издержек порядка

4-6 долл./ГДж, то есть 150-230 долл./тыс. м<sup>3</sup>. А большинство новых газовых залежей традиционного типа – при уровне издержек от 20 до 190 долл./тыс. м<sup>3</sup>.

При всей спорности и всех различиях существующих оценок, общая тенденция все же прослеживается достаточно определенно, и показывает, что в перспективе ожидается ожесточенная конкурентная борьба как между различными источниками нефти и газа, так и районами их производства. Причем итоги этой борьбы предсказать достаточно трудно, поскольку, **во-первых**, стремительно снижаются издержки производства, связанные с добычей нефти и газа из нетрадиционных источников.

На рис. 1.5 представлена динамика изменения так называемых среднемировых «цен отсечения» (breakeven price) для проектов по добыче нефти на сланцевых месторождениях внутрипластовыми методами. Под ценами отсечения понимаются цены углеводородов на рынке, при которых проект по добыче становится экономически рентабельным. Цена отсечения включает в себя полные проектные издержки, включая все налоги, операционные и капитальные затраты, 15% рентабельность проекта, а также транспорт до магистрального трубопровода или другого объекта транспорта. Динамика однозначна.

**Во-вторых**, итоги борьбы между различными источниками нефти и газа потому предсказать трудно, что достаточно появиться двум-трем новым прорывным технологиям, и ожидаемая картина может

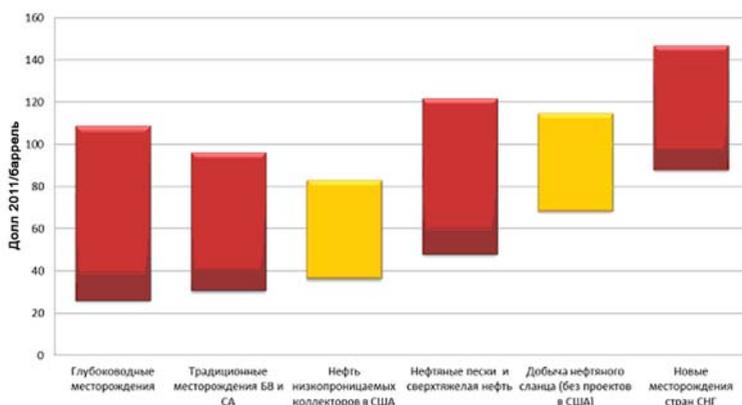


Источник: ИНЭИ РАН, 2012.

Рис. 1.5. Динамика изменения среднемировых «цен отсечения» для проектов по добыче нефти на сланцевых месторождениях внутрипластовыми методами

поменяться самым кардинальным образом. Так, например, успешная апробация процесса разработки сланцев по технологии Israel Energy Initiatives (IEI), которая основана на применении внутрипластовых методов ретортинга без использования воды, в случае успеха проекта сможет к 2020 г. снять большую часть экологических ограничений для подобных проектов. В этом случае открывается возможность широкого тиражирования израильского опыта, и добыча сланцевой нефти может стать важным фактором всей мировой нефтедобычи. Правда, необходимо отметить, что этот проект во многом является проектом геополитической спекуляции со всеми вытекающими из этого следствиями.

Однако хотя издержки производства, связанные с добычей нефти и газа из нетрадиционных источников, быстро снижаются, надо понимать, что для инициирования крупных новых проектов с использованием новых технологий цены на углеводороды должны быть достаточно высокими. Ведь именно высокие цены на нефть стали главным двигателем поиска новых технологий для добычи сланцевого газа, известного еще с 20-х годов XIX века. Высокие цены в первой половине 1970-х годов инициировали проекты по началу разработки нефтеносных песков в Атабаске, а падение цен в 1980-е годы на долгие годы заморозило эти проекты. По имеющимся оценкам, для того, чтобы новые нефтяные проекты были рентабельными в сложившихся налоговых условиях, мировые цены на нефть не должны опускаться ниже 80 долл./баррель. На рис. 1.6 приведены соответствующие оценки Goldman Sachs для нефтяной отрасли, сделанные в 2012 году.



Источник: Goldman Sachs 360 projects to change the World 2012.

**Рис. 1.6. Цены, необходимые для достижения рентабельности различных проектов по добыче нефти**

Тем более что и для крупнейших стран-экспортеров углеводородов цена нефти, необходимая для бездефицитности их бюджета, колеблется в широком диапазоне от 30 долл./баррель. до 100 долл./баррель. Даже для Норвегии она близка к 100 долл./баррель.

Говоря о стоимости энергии, надо понимать, что для потребителя важна конечная ее стоимость, то есть та цена, по которой он покупает тот или иной энергоресурс. В этом отношении нетрадиционные углеводороды, проигрывая в стоимости добычи, выигрывают в том, что они разрабатываются рядом с районами потребления при минимальных затратах на транспортировку.

Собственно говоря, именно отсутствие подобных затрат и делает нетрадиционные ресурсы конкурентоспособными. Но в этом – и основное ограничение развития индустрии нетрадиционного газа в современных условиях, которое обеспечивает такому газу роль фактора регионализации газовых рынков.

В конкурентном глобализирующемся мире в ближайшие годы и десятилетия будет происходить своеобразное соревнование технологий. И от того, какие из них быстрее выйдут на рынок – новые технологии производства новых энергоресурсов (такие, как разработка сланцевой нефти и газогидратов, использование энергии приливов и отливов, температурного градиента океана, термоядерный синтез и др.), или технологии, обеспечивающие эффективный транспорт традиционных энергоресурсов на большие расстояния (природного газа в гидратном состоянии, электроэнергии по криогенному кабелю и др.), будет зависеть мировой энергетический ландшафт середины XXI века. И, конечно же, судьба основных экспортеров энергоресурсов, в том числе и России.

Специалисты знают, что энергетика – очень капиталоемкая и инерционная отрасль. Проекты и решения, которые принимаются сейчас, будут работать минимум 30-40, а то и 50 лет. Так же как и те энергетические товары и услуги, которыми мы пользуемся сейчас, – это результат тех решений, которые принимались зачастую еще в середине прошлого века. Поэтому на лицах, которые наделены властью принимать решения о крупных проектах, лежит огромная ответственность.

Принимая подобные решения (долгосрочные – до 2050 г. – программы и дорожные карты), необходимо учитывать всю совокупность факторов, определяющих будущее энергопотребление, включая:

- факторы конкурентной среды на рынке энергоносителей (объем их запасов и/или ресурсов, экономические показатели и экологические последствия освоения);

- факторы долгосрочного сосуществования различных энергоносителей, включая неопределенность конкурентной среды на рынке энергоносителей и обеспечение надежности выбранного пути энергообеспечения;
- научно-технические факторы производства, транспорта, переработки и использования энергоресурсов.

И, конечно же, надо понимать, что могут появиться и какие-то новые, высокоэффективные технологии дальнего транспорта энергии, которые по-новому могут ответить на традиционный вопрос: «производить или импортировать»?

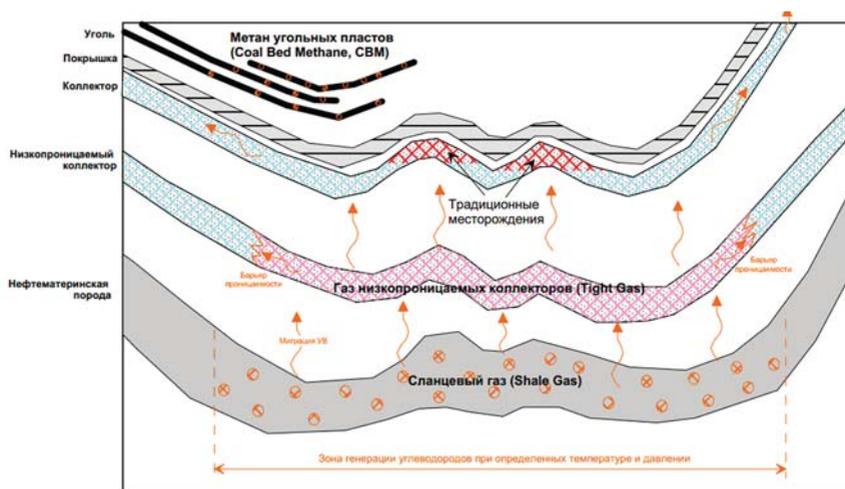
Итак, **мы не знаем**, каковы запасы нетрадиционных нефти и газа в разных странах; где, когда и при каких условиях их добыча будет рентабельной; каковы окажутся экономические, экологические и социальные последствия добычи.

Но **мы знаем**, технологии будут развиваться; все новые и новые ресурсы топлива будут вовлекаться в оборот; человечеству понадобятся и традиционные, и не традиционные углеводороды по приемлемым и для производителей, и для потребителей ценам. В связи с этим нужны совместные усилия по созданию новых эффективных и экологически чистых технологий и в производстве, и в транспорте, и в потреблении энергоресурсов.

## ГЛАВА 2. ОСОБЕННОСТИ ДОБЫЧИ И ПРОИЗВОДСТВА НЕТРАДИЦИОННОГО ГАЗА

Сегодня термин «нетрадиционный газ» используется чаще всего в качестве понятия, объединяющего в себе те виды ископаемого природного газа, которые отличаются особыми геолого-физическими условиями залегания. Поэтому для представления их типовой структуры и понимания их специфических особенностей целесообразно рассмотреть процесс формирования месторождений природного газа. В осадочном чехле имеются различные типы пород: некоторые, пропускающие через себя газы и жидкости, выступают *коллекторами*, другие, наоборот, непроницаемые, и выступают *покрышками*, а третьи могут содержать в себе органическое вещество, которое при определенных термобарических условиях преобразуются в углеводороды. Последний вид пород также называют *нефтематеринскими породами* (они представлены главным образом глинистыми сланцами).

В свою очередь в процессе трансформации органического вещества в углеводороды последние увеличиваются в объеме, создавая тем самым трещины в нефтематеринских породах. По этим трещинам углеводороды просачиваются в коллекторские породы, где и начинают движение к земной поверхности под воздействием давления (рис. 2.1).



Источник: Асаулов С. «Неправильный» газ // Твоя компания, 2011 г. ноябрь.

Рис. 2.1. Концептуальная схема образования традиционных и нетрадиционных месторождений газа

Если в ходе этого движения углеводороды упираются в покрывающие, то формируются месторождения традиционного газа, в которых концентрируется лишь часть сгенерированного объема нефти и газа. Остальная часть углеводородов либо рассеивается на путях миграции от нефтематеринских пород к коллекторам, либо выходит на поверхность, либо образует нетрадиционные скопления углеводородов, которые в свою очередь в контексте месторождений природного газа можно разделить на три вида.

**Сланцевый газ (*shale gas*)** – это газ, сгенерированный нефтематеринской породой и который не мигрировал за ее пределы. Он содержится в микротрещинах и микропустотах нефтематеринских пород. Ввиду значительной мощности (несколько десятков метров) и площади распространения (тысячи квадратных километров) нефтематеринских пород, этот газ может образовывать очень большие по объемам ресурсов скопления, которые сконцентрированы в единой глинистой толще.

Сам сланец – это осадочная горная порода, состоящая из глинистых (главным образом различных гидрослюд, хлоритов и др.) и неглинистых минералов, частички которых обычно ориентированы строго параллельно. По сравнению с песчаником, сланец состоит из гораздо более мелких, более плотно упакованных частиц, с куда меньшей пористостью и худшей связностью пор между собой. Для того чтобы образовалось газовое месторождение в песчанике, нужно, чтобы этот песчаник сложился в определенную форму-линзу, чтобы он был покрыт породой-изолятором, к которому будет ход из материнской породы. А характерной особенностью сланцев является то, что они выступают одновременно и материнской породой, в которой происходит образование газа, и породой коллектором, являющейся резервуаром для сланцевого газа. Поэтому «пустую» скважину в сланец пробурить практически невозможно, дебит обязательно будет. Однако для того чтобы добыча газа из сланцев была эффективной, необходимо соблюдение нескольких условий. Содержание глиен должно превышать 50%, иначе сланец будет подвержен пластическим деформациям и не сможет образовывать трещины, необходимые для миграции газа. Количество органического вещества должно превышать 1% для того, чтобы генерировалось достаточное для промышленной разработки количество газа. Степень зрелости органического вещества в сланцах должна быть выше 1, а пористость – не менее 3%.

Сланцевые породы отличаются высокой плотностью и низкой пористостью, и газ залегают в небольших изолированных «карманах».

Чтобы добыть его, можно пробурить множество вертикальных скважин, однако каждая из них даст лишь очень небольшой объем газа, поэтому при добыче широко используются горизонтальные скважины и гидроразрыв пласта. Скважина в сланцах может истощиться в течение нескольких лет. Согласно исследованиям многих геологов, в частности Владимира Высоцкого<sup>3</sup> (ОАО «ВНИИЗарубежгеология») и Артура Бермана<sup>4</sup>, срок жизни скважины на месторождениях газовых сланцев составляет 8 - 12 лет. На месторождении Barnett около 15% скважин, пробуренных в 2003 г., уже через пять лет исчерпали свой ресурс. При этом скважина на традиционной газовой залежи может эксплуатироваться в течение 30 - 40 лет<sup>5</sup>. Однако при использовании методов увеличения дебита, скважины на сланцевых месторождениях могут дать достаточно газа, чтобы окупиться.

**Метан угольных пластов (coal bed methane, CBM).** Уголь также является своеобразной «нефтематеринской» породой и под воздействием определенных уровней температуры и давления создает метан. При этом в отличие от сланцевого газа, метан содержится не только в микротрещинах и микропорах угля, но и абсорбируется его кристаллической решеткой. При снижении давления и температуры из одной тонны каменного угля может быть выделено в среднем от 10 до 35 м<sup>3</sup> метана. Однако по причине малой мощности отдельных угольных пластов ресурсы метана в них относительно незначительны и представляют промышленный интерес только при совокупности благоприятных геологических условий, таких как наличие нескольких сближенных пластов угля при малой глубине залегания или при большой мощности угольных пластов.

Метан угольных пластов (угольный метан) может добываться как целевым назначением, так и в виде попутного продукта при добыче угля, получаемого в процессе дегазации шахт. Последний способ является неотъемлемой частью технологии подземной добычи угля, но концентрация метана в газовой смеси, выходящей при дегазации выработок, незначительна. Полученный в результате этого процесса метан (в относительно небольших количествах), в основном ис-

<sup>3</sup> Высоцкий В.И. Ресурсы сланцевого газа и прогноз их освоения//ИнфоТЭК-2011, №1.

<sup>4</sup> Berman Arthur E, A Perspective on Future U.S. Natural Gas Supply and Price, Labyrinth Consulting Services, ASPO Conference 2012; Артур Берман – авторитетный консультант-геолог с более чем тридцатилетним опытом работы. Является специалистом в оценке перспективности месторождений, оценке резервов, оценке рисков, интерпретации геолого-геофизической информации. В настоящее время занимается консультированием крупнейших мировых энергетических компаний.

<sup>5</sup> Bruner K., Smosna R. A Comparative Study of the Mississippian Barnett Shale, Fort Worth Basin, and Devonian Marcellus Shale, Appalachian Basin. U.S. Department of Energy. 2011.

пользуется для собственных нужд угледобывающих предприятий. Разработка угольных месторождений с целевой добычей газа в промышленных масштабах производится с применением технологий интенсификации газоотдачи пластов. В отличие от традиционного газа, метан угольных пластов сорбирован углем или защемлен в мельчайших трещинах. Для извлечения угольного метана необходимо раскрывать трещины и создавать условия для перетока газа.

При этом для добычи метана пригодны далеко не все угли. Месторождения длиннопламенных бурых углей бедны метаном. Уголь-антрацит отличается высокой концентрацией газа, но его невозможно извлечь из-за высокой плотности и чрезвычайно низкой проницаемости залежи. Угли, занимающие промежуточное положение между бурыми углями и антрацитом, относятся к самым перспективным для добычи метана. Для оценки ресурсного потенциала обычно бурятся традиционные вертикальные скважины. При добыче угольного газа часто используется бурение горизонтальных и многоствольных скважин и гидравлический разрыв породы.

**Газ плотных пород или коллекторов (*gas of dense reservoir, tight gas, tight reservoir gases*)** по сути, не является нетрадиционным – форма газа свободная, в отличие от сорбированной формы газа в газогидратах, в сланцевых и угольных газах. Этот вид нетрадиционных ресурсов отличается значительными (*как правило*) глубинами залегания и плохими фильтрационно-емкостными свойствами. На значительных глубинах коллекторы подвергаются сильному уплотнению по причине давления вышележащих пород, что в итоге приводит к снижению пористости и проницаемости. И газ, мигрирующий по подобным коллекторам, в определенных местах не может продолжить движение по причине очень низкой проницаемости, что приводит к образованию газовой залежи даже при отсутствии ловушки, необходимой для традиционного месторождения. Поскольку наибольшие глубины приурочены к центральным частям осадочных бассейнов, такой газ еще называют газом центральнобассейнового типа.

Газ из плотных пород<sup>6</sup> – газ, заключенный в породах с проницаемостью менее 1 миллидарси (0,1 миллидарси по методологии Федеральной энергетической комиссии США<sup>7</sup>). Для газа из плотных пород также типична низкая пористость (>10%). Определение газа из плотных пород довольно формально, поскольку и сланцевый газ,

<sup>6</sup> К плотным породам (низкопроницаемым преимущественно поровым и порово-трещинным коллекторам с матричной проницаемостью ниже 0,1 миллидарси – мД) относят плотные песчаники, алевролиты, ритмиты и другие породы.

<sup>7</sup> The Federal Energy Regulatory Commission (FERC), <http://www.ferc.gov/industries/gas.asp>

и угольный метан заключены в породах с проницаемостью менее 0,1 миллидарси. Основная часть месторождений газа из плотных пород граничит с месторождениями нетрадиционного газа других типов.

Из-за низких темпов перетока газа, для экономически рентабельной добычи газа из плотных пород недостаточно бурения традиционных вертикальных скважин. Ключевой технологией увеличения скорости потока газа является гидроразрыв газоносных пластов.

Таким образом, можно говорить о том, что в пределах любого осадочного бассейна с доказанной нефтегазоносностью содержатся нетрадиционные ресурсы углеводородов, при этом их общий объем в недрах может быть сопоставим или превышать традиционные ресурсы.

Общая схема расположения описанных выше видов нетрадиционного газа наглядно показано на рисунке 2.2. Наиболее близко к поверхности земли располагается, как правило, угольный метан. Наиболее глубоко залегает сланцевый газ (непосредственно в материнской породе).

Плотность залежей нетрадиционного газа составляет порядка 0,2-3,2 млрд м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup> (при коэффициенте извлечения около 8-30%), в то время как для традиционных залежей она от 2-5 млрд м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup> и более (при коэффициенте извлечения 60-80%). Как следствие, эффективная плотность залежей нетрадиционного газа в среднем от 7 до 15 раз ниже традиционного.



Источник: Управление энергетической информации США.

Рис. 2.2. Схематическое изображение залежей нетрадиционного газа

При этом основной характеристикой условий добычи нетрадиционного газа (за исключением газовых гидратов, которые имеют иные условия залегания и биогаза, имеющего принципиально иные методы производства) можно считать низкую пористость и проницаемость породы, в которой заключен газ.

Эти геологические характеристики объясняют крайне важную особенность нетрадиционных ресурсов газа: они не извлекаются традиционными методами. Для достижения объема добычи, при котором производство этого вида газа было бы экономически эффективным, необходимы специализированные технологии бурения и заканчивания скважин. Для эффективной разработки месторождения нетрадиционного газа геологи и инженеры вынуждены затрачивать большие усилия в процессе определения оптимального размещения буровых скважин, их количества, процесса бурения и завершения скважины. Как правило, для разработки месторождений нетрадиционного газа требуется большее количество инженерно-технических работников, чем для месторождений традиционного газа.

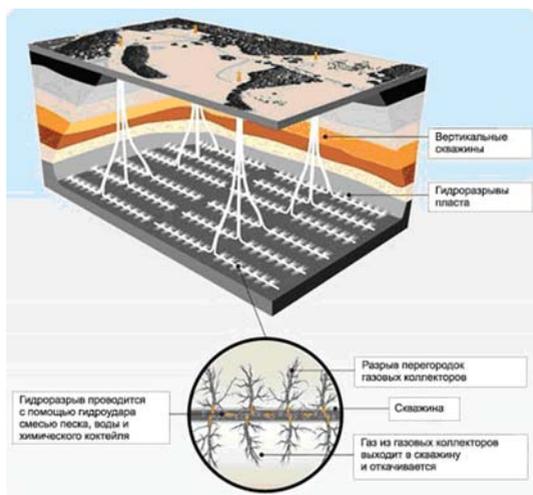
Ввиду низкой проницаемости газоносных пластов при добыче нетрадиционного газа на одну пробуренную скважину приходится меньшее количество добываемого газа, что является причиной более плотного расположения буровых скважин по сравнению с традиционными месторождениями. Часто требуется применение дорогостоящего горизонтального бурения, использование специальных буровых растворов и технологий гидроразрыва пласта (рис. 2.3).

О чрезвычайной важности технологического аспекта в добыче говорит предложенное Национальным нефтяным советом США определение «нетрадиционного газа», согласно которому его особенностью является именно необходимость обязательного использования тех или иных технологий для достижения экономически обоснованного процесса добычи<sup>8</sup>. МЭА также в определении нетрадиционного газа в качестве важной специфики отмечает, прежде всего, технологическую сложность его добычи<sup>9</sup>.

Таким образом, **нетрадиционный газ** – это природный газ, добыча которого не может быть экономически рентабельной без значительного использования технологий гидроразрыва пласта, горизонтального бурения, многоствольных скважин или иных методов стимулирования притока газа в скважину.

<sup>8</sup> Unconventional Gas Reservoirs – Tight Gas, Coal Seams, and Shales, National Petroleum Council (July 2007).

<sup>9</sup> Natural Gas Market Review 2009. International Energy Agency.



Источник: *EnCana, Canadian Association of Petroleum Producers, 2010.*

### Рис. 2.3. Бурение одноствольных и многоствольных горизонтальных скважин с последующим использованием гидроразрыва пласта

К источникам нетрадиционного газа в земной коре специалисты относят также скопления газа, находящегося в газогидратном состоянии (газовые гидраты, газогидраты), в пластовых водах нефтегазоносных бассейнов (газонасыщенные пластовые воды), газонасыщенные торфяники и др. В более широком смысле под нетрадиционным газом подразумевается и биогаз<sup>10</sup>.

**Газовые гидраты** – это кристаллические твердые соединения воды и метана, которые образуются при определенных термобарических условиях и представляют собой кристаллическую решетку льда с молекулами газа внутри нее. Причем 1 м<sup>3</sup> газогидратов содержит до 164 м<sup>3</sup> метана и 780 кг воды. Скопления природных газогидратов широко распространены как на материках, в областях распространения многолетнемерзлых пород (3%) так и в Мировом океане, в донных отложениях (около 97%). Преимущественно они находятся на шельфах, включая их материковые и островные склоны и подножья внутренних и окраинных морей, особенно в зонах действующих подводных грязевых вулканов или дислокаций, которые обеспечивают достаточно мощный длительный и стабильный подток глубинных

<sup>10</sup> В дальнейшем тексте использование термина нетрадиционный газ имеет «широкую» трактовку и включает в себя сланцевый газ, газ плотных пород, угольный метан, газогидраты и биогаз.

углеводородных газов. Геолого-экономический анализ показывает, что эффективный коэффициент извлечения гидратов газа в мире составит 17-20% от суммарного потенциала. Однако для отдельных залежей коэффициент извлечения газа, по данным Ю.Ф. Макогона, может превышать 90%. Эффективность освоения газогидратных залежей определяется геологией региона, термодинамической характеристикой разреза пород и используемой технологией.

Выявленные свойства гидратов дали возможность сформулировать основы развития методов поисков, разведки и освоения газогидратных залежей. Были сформулированы критерии выбора территорий для проведения поисковых и разведочных работ. Предложены методы определения глубин залегания залежей, рекомендован метод определения запасов гидратного газа и базовые технологии их разработки. Тем не менее, несмотря на большой объем работ, выполненных в многочисленных лабораториях мира, остаются неизвестными многие базовые проблемы природных гидратов.

Освоение газогидратов возможно различными способами при нарушении термодинамических условий их стабильности в пласте:

- за счет понижения пластового давления ниже равновесного (успешно апробирован на Мессояхском месторождении);
- путем повышения температуры гидрата в пласте выше равновесной, что технически более затруднительно, но также возможно;
- путем ввода в пласт катализаторов разложения (использования различных ингибиторов – метанола, гликоля и др.).

Последние два способа прошли тестовую апробацию в Канаде и Японии. В любых вариантах воздействий остается неопределенной скорость и масштабы распада газогидратов в пластовых условиях, то есть реальных объемов газодобычи, а также ее себестоимость.

В целом же освоение залежей газогидратов является достаточно сложной, комплексной проблемой, над решением которой работают специалисты десятков стран. Кроме того, надо учитывать, что разложение гидратов метана на газ и воду – это весьма энергоемкий процесс: примерно 450 кДж/кг (для сравнения, оттаивание льда требует 336 кДж/кг).

**Биогаз** – это горючая газовая смесь, состоящая из 50-70% метана, которая образуется из органических субстанций в результате анаэробного и микробиологического процессов. Также в состав биогаза входят 30-40% углекислого газа и небольшие количества сероводорода, аммиака, водорода и оксида углерода. В связи с достаточно вы-

соким содержанием энергии, биогаз можно использовать в качестве энергоносителя для производства электроэнергии и тепла (чаще всего вблизи самого источника). Биологическое образование метана – это обычный природный процесс, который протекает везде, где во влажной без доступа кислорода среде, под действием метанобразующих бактерий разлагается органический материал.

Перечень органических отходов, пригодных для производства биогаза широк: трава, навоз, зерновая и мелассная послеспиртовая барда, бытовые отходы и прочее. Кроме отходов, биогаз можно производить из специально выращенных энергетических культур (опыт Германии), например, из силосной кукурузы или силфия, а также водорослей.

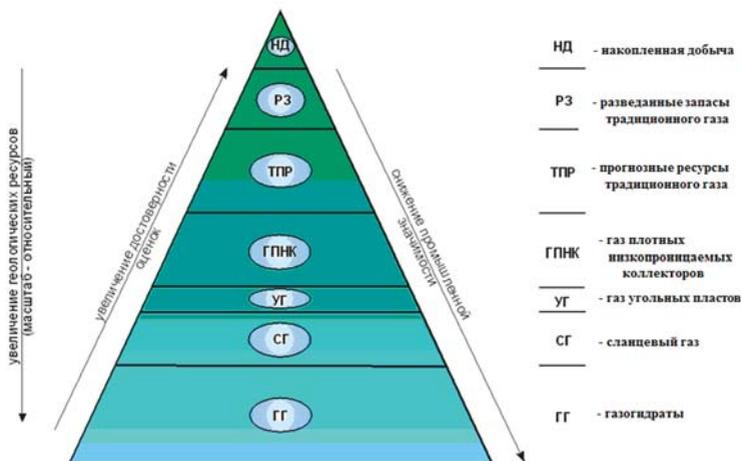
Для оценки места нетрадиционных ресурсов газа в их общем объеме специалисты часто используют метод построения различных «пирамид» или «ресурсных треугольников». При всей их условности, эти схемы достаточно понятны и наглядны. Так на рис. 2.4 показан «ресурсный треугольник» мировых газовых ресурсов, на рис. 2.5 – «пирамида» геологических ресурсов различных видов природного газа.

Если адаптировать, приведенную на рис. 2.4., схему к современному уровню развития технологий и общемировой тенденции к снижению объемов добычи и истощению ресурсов на крупнейших месторождениях традиционного типа, а также учесть фактор экономической эффективности, то она примет вид согласно рис. 2.6.



Источник: ИЭС по данным МЭА.

Рис. 2.4. «Ресурсный треугольник» мировых газовых ресурсов



Источник: Ананенков А.Г.

Рис. 2.5. «Пирамида» геологических ресурсов различных видов природного газа



Источник: ИЭС.

Рис. 2.6. Эффективность освоения различных типов газовых ресурсов на современном этапе развития мировой нефтегазовой отрасли

Следует отметить, что приведенные выше схемы характеризуют общие тенденции и не являются универсальными для любого газодобывающего региона. Перспективы освоения отдельных ресурсов природного газа в конкретном регионе будут зависеть от оценки ресурсной базы, особенностей геологического строения месторождения, его удаленности от потенциальных потребителей и других параметров, необходимых для объективной оценки экономической целесообразности реализации проекта.

## ГЛАВА 3. РЕГИОНАЛЬНОЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ РЕСУРСОВ И ДОКАЗАННЫХ ЗАПАСОВ НЕТРАДИЦИОННОГО ГАЗА

Согласно последней оценке МЭА<sup>11</sup>, общемировой ресурсный потенциал технически извлекаемого природного газа составляет 790 трлн м<sup>3</sup>, в том числе 328 трлн м<sup>3</sup> нетрадиционного газа. Наибольшая доля в разрезе по отдельным видам нетрадиционного газа принадлежит сланцевому газу (200 трлн м<sup>3</sup>). Ресурсы газа плотных пород составляют 81 трлн м<sup>3</sup>, угольного метана – 47 трлн м<sup>3</sup>. Как видим, объемы технически извлекаемого в настоящее время газа в разы меньше, чем его геологические ресурсы (см. рис. 1.2).

Региональное распределение технически извлекаемых ресурсов нетрадиционного газа в целом характеризуется, в отличие от традиционных источников, достаточно высокой степенью равномерности. Наибольшая доля приходится на АТР (94 трлн м<sup>3</sup> или 28,7% всех ресурсов нетрадиционного газа), на втором месте – развитые страны Северной и Южной Америки (табл. 3.1).

Еще ниже подтвержденные (доказанные) запасы нетрадиционного газа (сланцевый газ, угольный метан и газ плотных песчаников), которые могут быть с вероятностью 90% извлечены с учетом геологических, технологических и рыночных условий. По данным Cedigaz (на 2011 г.), они составляют 4% (примерно 7,3 трлн м<sup>3</sup>) от общих подтвержденных запасов газа в мире, что свидетельствует о низкой геологической изученности нетрадиционных ресурсов газа в целом и нехватке, или даже отсутствии, адекватных технологий и технических средств для его эффективной добычи.

### 3.1. СЛАНЦЕВЫЙ ГАЗ

До настоящего времени *достоверных* и *общепризнанных* данных о мировых геологических ресурсах и разведанных запасах сланцевого газа не существует, а часто приводимые цифры достаточно условны, поскольку геолого-разведочные и поисковые работы на сланец как источник природного газа практически нигде, кроме США и Канады, до сих пор не проводились. В связи с этим все публикации и рассуждения на эту тему носят лишь оценочный характер, причем большинство подобных работ (говорится об этом прямо, или нет) базируются на исследовании Ханса-Хольгера Рогнера «Оценка мировых ресурсов углеводородов» (Hans-Holger Rogner «An Assessment

<sup>11</sup> World Energy Outlook 2012.

of World Hydrocarbon Resources»)<sup>12</sup>, выполненном еще в 1996-1997 годах. В этой работе дана оценка емкости газоносных пластов, коллекторов для нетрадиционного газа (unconventional gas reservoirs) и оценка ресурсов газа не только по его видам, но и по регионам. Причем, сам Х.Х. Рогнер специально подчеркнул, что приводимые им данные (456 трлн м<sup>3</sup>) о сланцевом газе (gas from fractured shales) весьма приблизительны, гипотетические и умозрительные, называя их «speculative», и настойчиво подчеркивая, что тема крайне плохо изучена, особенно в плане регионального распределения.

**Таблица 3.1. Оценка технически извлекаемых ресурсов природного газа (в разрезе по типам газа и регионам) на конец 2011 г., трлн м<sup>3</sup>**

	Традиционный газ	Нетрадиционный газ				Всего, природный газ
		газ плотных пород	сланцевый газ	угольный метан	всего	
Вост. Европа/Евразия	144	11	12	20	44	187
Ближний Восток	125	9	4	–	12	137
АТР	43	21	57	16	94	137
Развитые страны Американского континента*	47	11	47	9	67	114
Африка	49	10	30	0	40	88
Латинская Америка	32	15	33	–	48	80
Развитые страны Европы	24	4	16	2	22	46
<b>Мир</b>	<b>462</b>	<b>81</b>	<b>200</b>	<b>47</b>	<b>328</b>	<b>790</b>

\* – Включая США, Канаду, Чили и Мексику.

Источник: WEO 2012.

В своем ежегодном обзоре World Energy Outlook за 2009 г. МЭА привело те же данные, но уже назвав их «gas resources in place», хотя

<sup>12</sup> Rogner H.H. An assessment of world hydrocarbon resources. – IISA, WP-96-26. – Austria: Laxenburg, 1996. May; Annual Review of Energy and the Environment, 22 (1997). P. 217–262

сам Х-Х. Рогнер говорил о «gas in place», то есть, о самой неопределенной степени оценки газовых ресурсов по классификации США. Даже летом 2010 г., когда уже начали появляться некие сомнения в масштабах «сланцевой революции», Международный газовый союз без колебаний приводил все те же данные.

***Таким образом, геологическая изученность сланцевого газа была и остается крайне низкой, детальная оценка ресурсов (объем которых определяют на основе геологических предпосылок и теоретических построений) и, тем более, запасов (подсчитываемых по результатам геологических и геофизических исследований) нетрадиционных углеводородов за пределами Северной Америки до сих пор отсутствует.***

Но даже в самих США, где геологическая изученность сланцевых залежей наиболее высока, данные о технически извлекаемых ресурсах сланцевого газа достаточно условны и варьируют в широком диапазоне. В 2009 г. Комитетом по разработке газовых месторождений (Potential Gas Committee, входящим в состав Potential Gas Agency of the Colorado School of Mines) выпущен комплексный отчет об объемах газовых ресурсов в сланцевых залежах США. По оценке Комитета, технически извлекаемые ресурсы сланцевого газа в стране составляли 17,4 трлн м<sup>3</sup>. Согласно исследованию «World Shale Gas Resources: An Initial Assessment», выполненному Advanced Resources International (ARI)<sup>13</sup> для Управления энергетической информации США и опубликованному в апреле 2011 г., технически извлекаемые ресурсы сланцевого газа в США оценивались уже в 30 трлн м<sup>3</sup> [32], а в Annual Energy Outlook 2011<sup>14</sup>, опубликованном тем же Управлением в том же месяце – в 26,5 трлн м<sup>3</sup>.

В том же 2011 г. многие газосланцевые компании, а также члены правительства США начали признавать, что объявленные ранее ресурсы сланцевого газа завышены и не так оптимистичны. И уже через год, в Annual Energy Outlook 2012<sup>15</sup>, по данным на 01.01.2010 г., их официальная оценка составила только 17 трлн м<sup>3</sup>. При этом причина подобного снижения – с 750 до 482 трлн куб. футов – достаточно

<sup>13</sup> World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States = Release date: April 5, 2011.

<sup>14</sup> Annual Energy Outlook 2011. With Projections to 2035. April 2011. U.S. Energy Information Administration. Office of Integrated and International Energy Analysis. U.S. Department of Energy, Washington, DC 20585.

<sup>15</sup> Annual Energy Outlook 2012. With Projections to 2035. June 2012. U.S. Energy Information Administration. Office of Integrated and International Energy Analysis. U.S. Department of Energy, Washington, DC 20585.

банальна: бурением не подтверждены ранее сделанные оценки по крупнейшему сланцевому бассейну Marcellus, табл. 3.2. По данным на 01.01.2009 г., технически извлекаемые ресурсы сланцевого газа оценивались здесь в 410374 млрд куб. футов (около 14,5 трлн м<sup>3</sup>), а уже через год, после начала масштабного бурения, по данным на 01.01.2010 г., их оценка составила только 140541 млрд куб. футов (около 5 трлн м<sup>3</sup>), то есть, была снижена в 2,9 раза.

В целом доказанные запасы сланцевого газа не превышают сегодня 13% от общих доказанных запасов газа США или 0,93 трлн м<sup>3</sup>.

**Таблица 3.2. Динамика неподтвержденных (возможных, вероятных) технически извлекаемых (unproved technically recoverable resource) ресурсов сланцевого газа в США, трлн куб. футов**

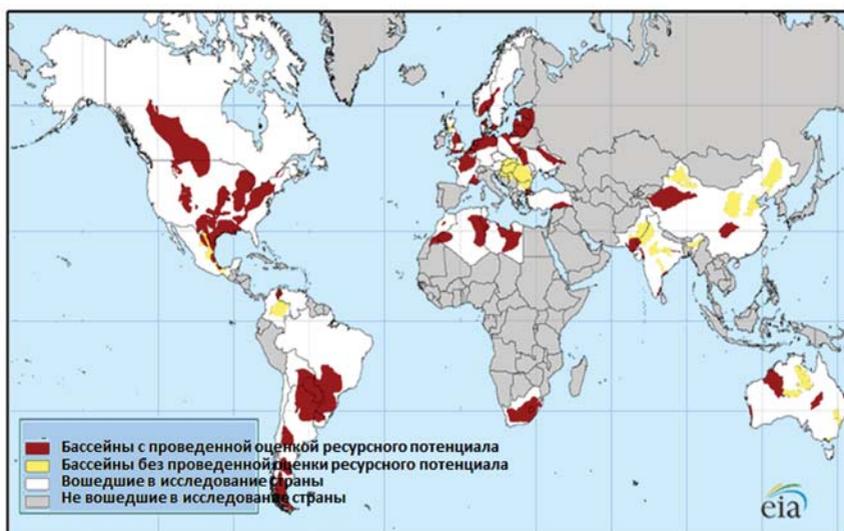
АЕО 2006 (по данным на 01/01/2004)	АЕО 2007 (на 01/01/2005)	АЕО 2008 (на 01/01/2006)	АЕО 2009 (на 01/01/2007)	АЕО 2010 (на 01/01/2008)	АЕО 2011 (на 01/01/2009)	АЕО 2012 (на 01/01/2010)
83	126	125	267	347	827	482

*Источник: Annual Energy Outlook 2012. With Projections to 2035. June 2012. U.S. Energy Information Administration. Office of Integrated and International Energy Analysis. U.S. Department of Energy, Washington, DC 20585.*

Та же компания Advanced Resources International (ARI) в 2011 г. выпустила также под эгидой Управления энергетической информации США другое исследование: «Мировые ресурсы сланцевого газа: предварительная оценка 14 регионов за пределами США» (World Shale Gas Resources: an Initial Assessment of 14 Regions outside the United States). В рамках этого исследования была проведена оценка 48 бассейнов сланцевого газа в 32 странах мира (рис. 3.1, табл. 3.3).

Согласно этому исследованию, представленному Управлением энергетической информации США, наибольшими технически извлекаемыми ресурсами сланцевого газа (19,3% от суммарных ресурсов по 32-м странам) обладает Китай (1275 из 6622 трлн куб. футов). На долю США, чьи ресурсы сланцевого газа оценены с наибольшей степенью точности благодаря накопленному опыту добычи, приходится 13% (862 трлн куб. футов). Следом идут Аргентина (11,7%

или 774 трлн куб. футов), Мексика (10,% или 681 трлн куб. футов), ЮАР (7,3% или 485 трлн куб. футов), Австралия (6%), Канада (5,9%), Ливия (4,4%), Алжир (3,5%) и Бразилия (3,4%). В странах Европы технически извлекаемые ресурсы сланцевого газа в совокупности составляют почти 10% от общемирового показателя (639 трлн куб. футов), из которых больше половины (57%) сосредоточены в Польше и Франции (практически поровну). При этом можно выделить пять регионов, в которых ресурсная база сланцевого газа наиболее благоприятная для развития добычи в перспективе: США и Канада, Мексика, южная часть Латинской Америки, Европа (в особенности Польша) и Китай.



Источник: Управление энергетической информации США, 2011.

**Рис. 3.1.** Карта крупнейших 48 бассейнов сланцевого газа в 32 странах мира

Имеющиеся оценки ресурсов нетрадиционного газа по-прежнему имеют низкую степень достоверности. Кроме того, с течением времени, по мере появления новой информации об условиях залегания нетрадиционного газа, новых технологий его добычи, оценки ресурсного потенциала будут значительно корректироваться. Это в свою очередь объясняет необходимость использования информации о ресурсах нетрадиционного газа (в частности сланцевого газа) с особой осторожностью.

**Таблица 3.3. Общие ресурсы и технологически извлекаемые ресурсы сланцевого газа в мире, трлн м<sup>3</sup>**

<b>Регион</b>	<b>Ресурсы сланцевого газа (Risked Gas In-Place)</b>	<b>Технически извлекаемые ресурсы сланцевого газа (Risked Technically Recoverable)</b>
США	106,5	26,6
Прочие страны Северной Америки	109,2	30,3
Южная Америка	129,4	34,7
Европа	73,3	17,7
Африка	112,2	29,5
Азия	160,3	39,8
Австралия	39,1	11,2
<b>Всего</b>	<b>729,9</b>	<b>189,7</b>

*Источник: Управление энергетической информации США, расчеты ИЭС<sup>16</sup>.*

### **3.2. УГОЛЬНЫЙ МЕТАН**

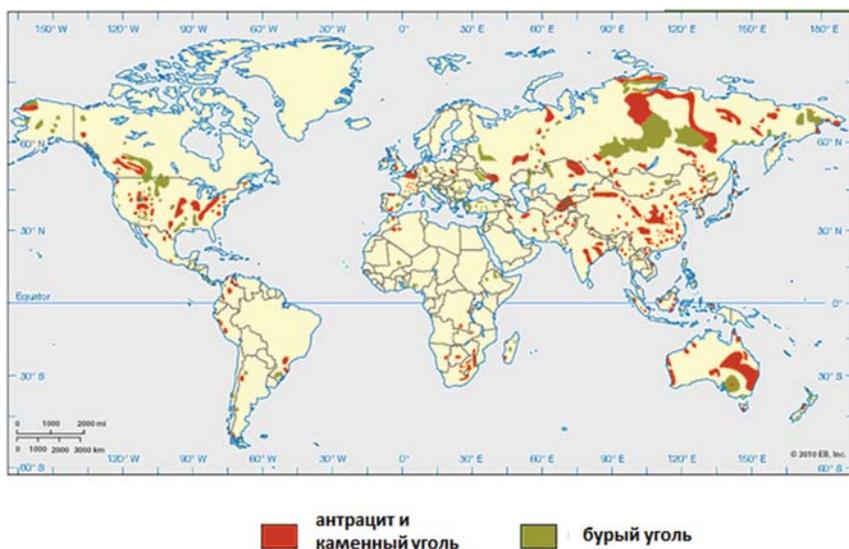
Залежи угля в мире представлены более чем в 100 геологических бассейнах (рис. 3.2).

Промышленно значимыми ресурсами угля и соответственно потенциалом для добычи угольного метана (метана угольных пластов – МУП) обладают более 70 стран мира. В первую десятку стран по добыче угля традиционно входят Китай, США, Индия, Австралия, ЮАР, Россия, Индонезия, Польша, Казахстан и Колумбия, на долю которых приходится около 90% его общемировой добычи. На эти же страны (без Колумбии) приходится и 80% мировых извлекаемых ресурсов угольного метана (табл. 3.4).

После почти двух десятилетий исследований, значительные объемы ресурсов угольного метана были выявлены в Австралии, Китае и Индонезии. Так, в Австралии ведется строительство нескольких терминалов СПГ с целью экспорта угольного метана, который будет добываться на крупнейшем месторождении

<sup>16</sup> Для перевода из 1 трлн куб. футов в 1 трлн м<sup>3</sup> было взято соотношение 1 трлн м<sup>3</sup> = 35,314 трлн куб. футов.

Comet Ridge (бассейн Bowen) и на месторождении Walloon Fairway (бассейн Surat), которые располагаются в штате Квинсленд. Также значительными ресурсами угольного метана обладает Индонезия (до 13 трлн м<sup>3</sup>), главным образом на о. Суматра и о. Калимантан. Значительные ресурсы угольного метана сосредоточены в Китае (до 36 трлн м<sup>3</sup>, из которых, по официальным данным КНР, 10 трлн м<sup>3</sup> – извлекаемые).



Источник: *Britannica Online Encyclopedia* (<http://www.britannica.com/EBchecked/topic/122863/coal>).

Рис. 3.2. Залежи угля в мире

Оценки ресурсов угольного метана, как и других нетрадиционных ресурсов газа, имеют значительную долю условности. Общемировые ресурсы угольного метана оцениваются АРИ в объеме от 100 до 216 трлн м<sup>3</sup>, из которых извлекаемые – порядка 24 трлн м<sup>3</sup>. По оценкам ООО «Газпром ВНИИГАЗ», как уже было отмечено выше, геологические ресурсы МУП в мире составляют 200-250 трлн м<sup>3</sup>, а извлекаемые ресурсы, по оценкам МЭА, – 47 трлн м<sup>3</sup>. Пока наиболее изучены ресурсы угольного метана в США, Канаде и Австралии.

**Таблица 3.4. Мировые ресурсы угольного метана, трлн м<sup>3</sup>**

Страна	Общие ресурсы (Resource In-Place)	Извлекаемые ресурсы (Recoverable Resource)
Россия	12,7-56,6+	5,7
Китай	19,8-35,9	2,8
США	14,2-42,5	4,0
Австралия/ Новая Зеландия	14,2-28,3	3,4
Канада	10,2-13	2,5
Индонезия	9,6-12,7	1,4
Южная Африка	2,5-6,2	0,8
Западная Европа	5,7	0,6
Украина	4,8	0,7
Турция	1,4-3,1	0,3
Индия	1,9-2,5	0,6
Казахстан	1,1-1,7	0,3
Южная Америка/ Мексика	1,4	0,3
Польша	0,6-1,4	0,1
Всего	100-216	24

*Источник: World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States. ARI, April, 2011.*

### **3.3. ГАЗ ПЛОТНЫХ ПОРОД**

По оценкам МЭА, ресурсы газа плотных пород составляют 81 трлн м<sup>3</sup>. Однако следует подчеркнуть условность этих оценок ввиду отсутствия необходимого объема исследований. За пределами наиболее изученного региона – США, ресурсы газа плотных пород известны в Индии, Китае и в ряде европейских стран. В последнее время наблюдается возрастание интереса к газу плотных пород также на Ближнем Востоке и в Северной Африке.

Так, по последней оценке Министерства земельных и природных ресурсов КНР (Минприроды КНР), прогнозные запасы газа в плотных коллекторах на территории Китая составляют 11,95 трлн м<sup>3</sup>. Площадь крупнейшего месторождения в плотных коллекторах – Сулигэ в Ордосском бассейне – достигает 40 тыс. км<sup>2</sup>, прогнозные

запасы оцениваются в 4 млрд м<sup>3</sup>, разведанные запасы составляют всего 15%. На месторождении Сюйцзяхэ в Сычуаньском бассейне прогнозные запасы составляют 3,36 трлн м<sup>3</sup>, доля разведанных запасов – только 12%

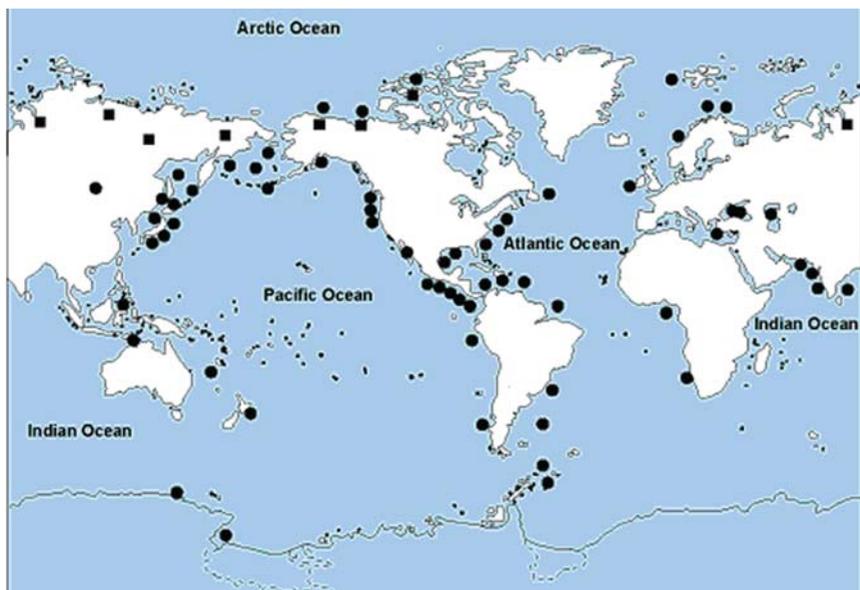
В Европе значительные ресурсы газа плотных пород/сланцевого газа обнаружены в Венгрии (месторождение Мако Trough), где объем извлекаемых ресурсов оценивается в 1,1 трлн м<sup>3</sup>.

### 3.4. ГАЗОВЫЕ ГИДРАТЫ

К настоящему времени в мире выявлено более 230 газогидратных залежей. Только для Северо-Американского континента, по данным Департамента геологической службы США (USGS), потенциальные ресурсы газа в газогидратных залежах, выявленные путем сейсмического зондирования и глубокого бурения с отбором керна и полным комплексом геофизических исследований, превышают несколько триллионов кубических футов. Газогидратные скопления распространены практически повсеместно вдоль побережья глубоководных морей и океанов, что делает их глобальным источником энергии. Некоторые из этих скоплений представляют собой обширные поля гидратосодержащих пород, покрывающие значительные (в несколько десятков тысяч квадратных километров) площади морского дна, другие – локальные скопления вокруг каналов высачивания глубинных газов.

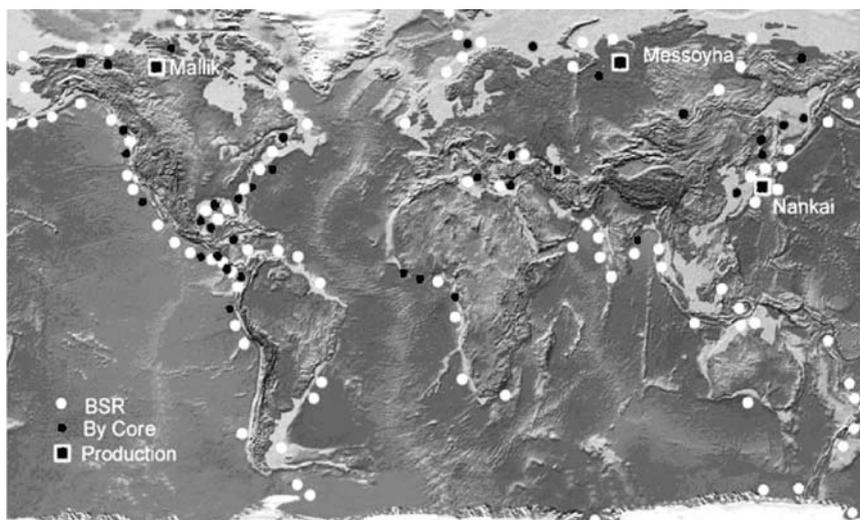
Как уже было отмечено выше, по некоторым оценкам, 97-98% ресурсов газогидратного газа присутствует на морских континентальных окраинах и 3-2% – в районах вечной мерзлоты на суше (рис. 3.3, 3.4). Данные исследований арктических газогидратов показывают, что в регионах вечной мерзлоты они могут существовать на глубинах от 130 до 2000 м от поверхности. Примерно 10% площади Мирового океана являются потенциально газогидратоносными.

Присутствие газогидратов на морских континентальных окраинах было установлено по аномальным сейсмическим отражающим горизонтам (bottom-simulating reflectors – BSR), отождествляемым с подошвой гидратоносных отложений на глубинах от 100 до 1100 м от морского дна. Глубоководным бурением газогидраты были вскрыты юго-восточнее и западнее США, вблизи Канады, Перу, Коста-Рики, Гватемалы и Мексики, у берегов Японии, в Мексиканском заливе. Они обнаружены также в Средиземном, Черном, Каспийском, Южно-Китайском морях, у берегов Калифорнии, Южной Кореи, Индии и в других местах.



Источник: Геологическая служба США, 2012.

Рис. 3.3. Размещение газогидратных скоплений в мире



Источник: Ю.Ф. Макогон.

Рис. 3.4. Карта некоторых выявленных газогидратных залежей

На сегодняшний день только небольшое число газогидратных скоплений изучено более-менее детально. Это, прежде всего, Мессохское месторождение в России, скопления газогидратов на хребте Блейк вдоль юго-восточной атлантической континентальной окраины США, на площадях вдоль континентальной окраины Каскадия (тихоокеанская окраина Канады), в прогибе Нанкай у восточного побережья Японии, на Северном склоне Аляски и в дельте реки Маккензи (Канада).

Газогидратное скопление на хребте Блейк (юго-восточная континентальная окраина США) содержит геологические запасы газа в гидратной форме в объеме порядка 37,7 трлн м<sup>3</sup> и 19,3 трлн м<sup>3</sup> свободного газа под газогидратами. Сейсмически оконтуренное газогидратное скопление на континентальном шельфе Каскадия (Канада) площадью около 6000 км<sup>2</sup> может содержать около 2,8 трлн м<sup>3</sup> газа. Ресурсы газа в газогидратном скоплении Маллик в северной Канаде могут составлять около 110,4 млрд м<sup>3</sup>. Предварительные результаты по скважинам в прогибе Нанкай (Япония), пробуренным до глубины 945 м, показывают, что здесь возможно присутствие обширного газогидратного скопления (160 км<sup>2</sup>), содержащего 121,4 млрд м<sup>3</sup> газа. Крупное газогидратное скопление обнаружено также в 30 км севернее Дзюцу (префектура Ниигата) на глубине воды 800-1000 м. Запасы газа в этом скоплении оцениваются в 7 трлн м<sup>3</sup>.

По оценкам, выполненным разными учеными в разное время, общее количество природного газа в газогидратных скоплениях мира, громадное. Однако эти оценки варьируют в широких пределах: от 14 трлн до 34000 трлн м<sup>3</sup> в зонах вечной мерзлоты на суше и от 3100 трлн до 7600000 трлн м<sup>3</sup> на акваториях.

По оценкам Газового исследовательского института США (2003) геологические ресурсы газа в газогидратных скоплениях США составляют 9056 трлн м<sup>3</sup> и, если удастся извлечь хотя бы 1% газа из этих скоплений, потребности США в газе будут удовлетворяться на протяжении 100 лет. США рассматривают эти ресурсы как стратегический резерв, который позволит обеспечить энергетическую безопасность страны в будущем. Национальная оценка ресурсов нефти и газа, выполненная Геологической службой США в 1995 г., впервые включала оценку геологических ресурсов природных газогидратов на суше и на акваториях США. В пределах четырех морских и одной сухопутной (Северный склон Аляски) газогидратных провинциях было выявлено 11 газогидратных

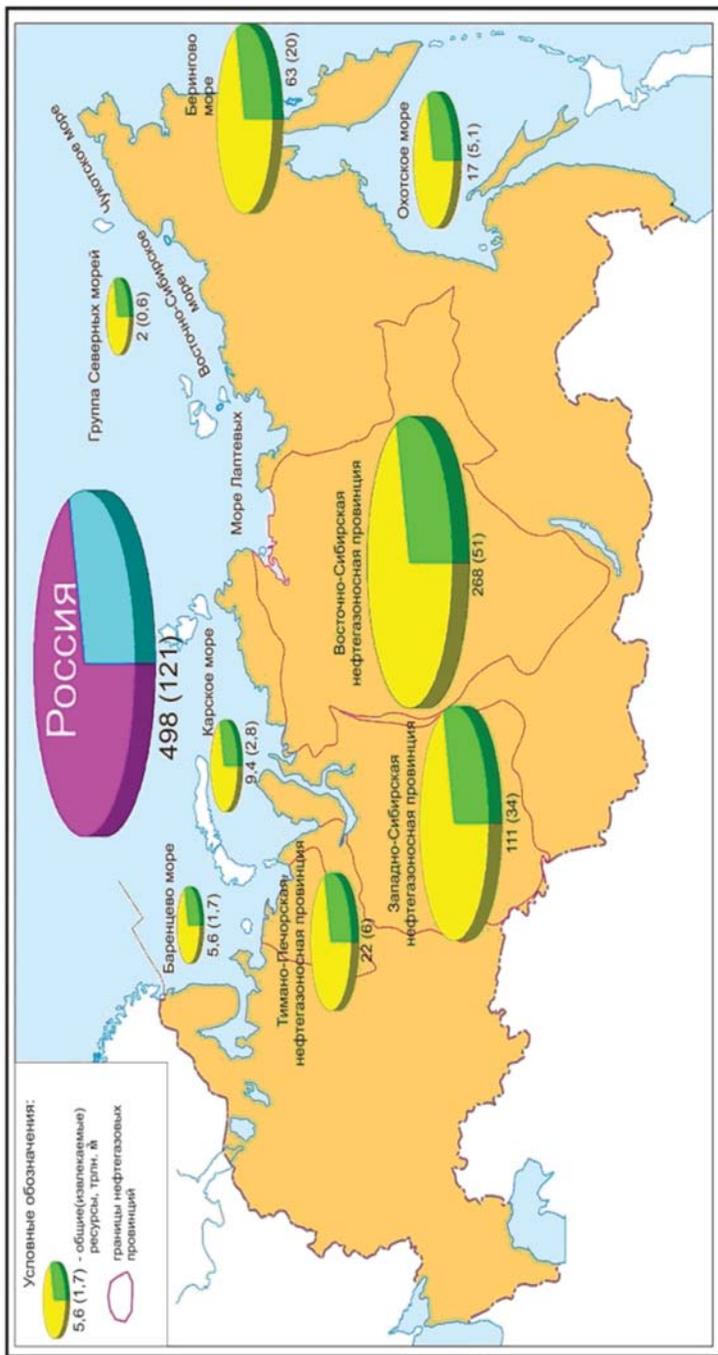
месторождений. По данным Департамента энергии США газогидраты на Северном склоне Аляски могут содержать порядка 16,7 трлн м<sup>3</sup> газа, т.е. намного больше ресурсов традиционного газа в этом регионе.

Прогнозные ресурсы газа в газогидратах Индии оцениваются в 1894 трлн м<sup>3</sup>, то есть в 1700 раз больше доказанных запасов природного газа в стране (1,09 трлн м<sup>3</sup>) около 55 трлн м<sup>3</sup> прогнозных ресурсов установлено у восточного побережья Индии.

По данным компании NRC, в Канаде газогидратные скопления могут содержать 45-800 трлн м<sup>3</sup> газа.

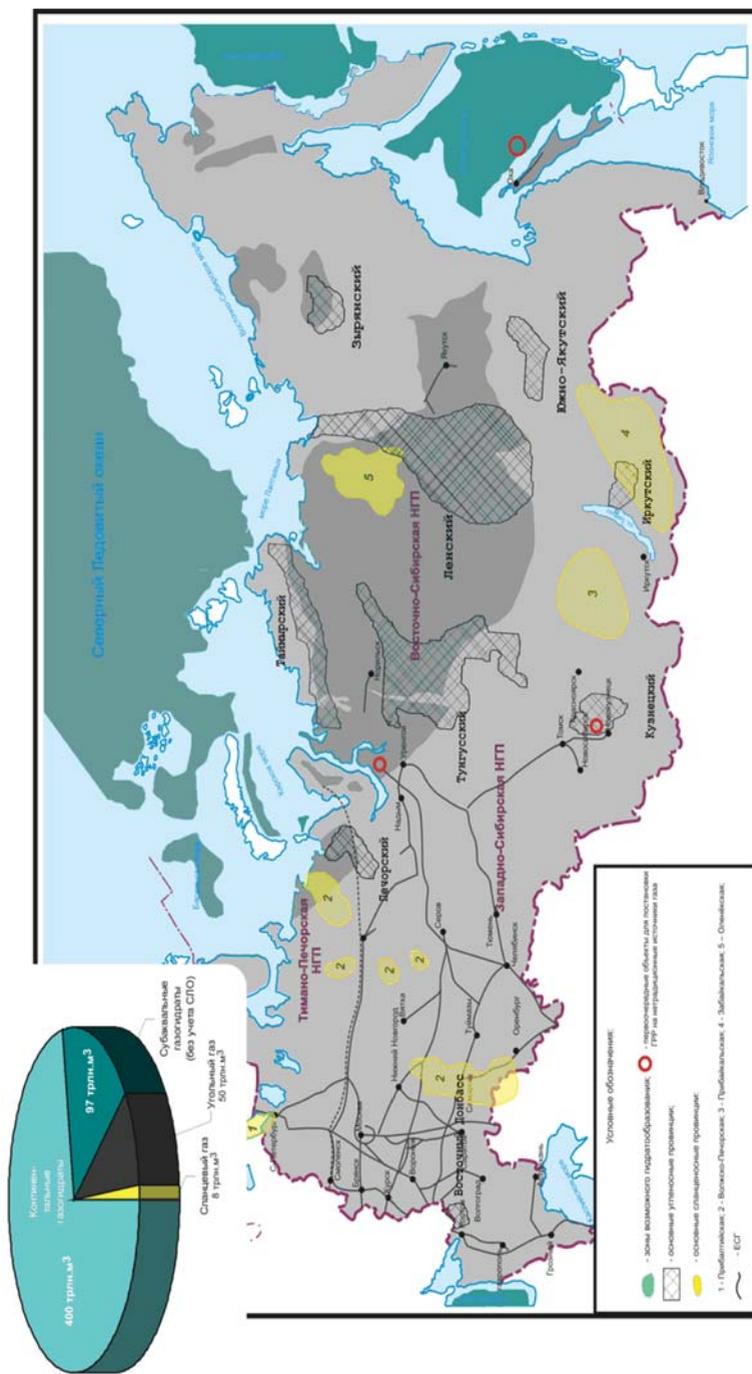
В России специализированных технико-экспериментальных работ на природные газогидраты пока не проводилось, однако по результатам многолетних исследований в смежных областях значительные перспективы России в этом вопросе очевидны. Суммарные ресурсы гидратного газа (без учета южных морей) могут достигать 500 трлн м<sup>3</sup>, 80 % которых связаны с нефтегазоносными провинциями, расположенными в областях распространения многолетнемерзлых пород. Следует отметить, что специализированные газогидратные исследования морей арктического сектора РФ в будущем могут существенно увеличить долю субаквальных ресурсов гидратного газа.

Из арктических и приарктических регионов России наиболее перспективным на ресурсы газогидратного метана по многим параметрам является север Западной Сибири. На Мессояхском месторождении впервые были опробованы методы разработки газогидратной залежи в режиме снижения пластовых давлений в подгидратной газовой залежи. Однако в масштабах севера Западной Сибири это месторождение относится к мелким, а региональные условия позволяют рассчитывать на открытие гигантских газогидратных скоплений. По оценкам специалистов ВНИИгаза, извлекаемые ресурсы гидратного метана в России составляют 121 трлн м<sup>3</sup>. Распределение общих и извлекаемых ресурсов газогидратов по регионам страны дано на рис. 3.5, а нетрадиционных ресурсов газа в целом – на рис. 3.6.



Источник: ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (Люгай Д.В., Якушев В.С., Перлова Е.В.).

Рис. 3.5. Общие и извлекаемые ресурсы гидратного газа в России



Источник: ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (Люгай Д.В., Якушев В.С., Перлова Е.В.).

Рис. 3.6. Экспертная оценка ООО «Газпром ВНИИГАЗ» нетрадиционных ресурсов природного газа

### 3.5. ПРОБЛЕМА АДЕКВАТНОСТИ СУЩЕСТВУЮЩИХ ОЦЕНОК РЕСУРСОВ И ДОКАЗАННЫХ ЗАПАСОВ НЕТРАДИЦИОННОГО ГАЗА

Представления о ресурсной базе и доказанных запасах нетрадиционного газа за последние 10-15 лет значительно улучшились, однако по-прежнему остаются неточными, далеко неполными и во многом мифологизированными. Единственное исключение составляют США. Так, например, оценка ресурсов сланцевого газа в Польше, сделанная в 2011 г. Польским геологическим институтом, составляет всего 150,4 млрд м<sup>3</sup>. Это в десять раз меньше оценки, приведенной аналитической компанией Wood Mackenzie в 2009 г. (1,4 трлн м<sup>3</sup>) и в двадцать раз меньше оценок американской Advance Resources International (3,0 трлн м<sup>3</sup>). При этом оценки Польского геологического института были понижены во многом в результате проходки первых поисково-разведочных скважин.

Помимо явной недостаточности объема проведенных геолого-разведочных работ, проблема адекватности существующих оценок ресурсов связана во многом со спецификой залегания нетрадиционного газа и особенностями его добычи. Процесс оценки традиционных ресурсов газа заключается, прежде всего, в выявлении контуров залежи, определении газо-водяного контакта, коллекторских свойств горной породы, мощности, газонасыщенности продуктивных горизонтов, внутрислоевого давления и изучении изменения этих параметров по площади и разрезу. Между тем, процесс оценки потенциала месторождения нетрадиционного газа значительно сложнее ввиду его специфических особенностей, геолого-физических условий залегания, пониженной пористости пород, объемов продуктивных горизонтов месторождения.

Точные оценки ресурсной обеспеченности нетрадиционным газом можно получить путем геологического моделирования, изучения дебита от нескольких пробуренных скважин или по аналогии с другими известными месторождениями. Однако, чтобы проводить такие аналогии, на сегодняшний день разрабатывается крайне мало подобных месторождений (главным образом в США, Канаде). Каждое месторождение нетрадиционного газа имеет свои особенности, они сильно отличаются друг от друга, не в пример месторождениям традиционного газа. Так, например, петрофизические свойства горных пород, которые содержат сланцевый газ, различаются в зависимости от региона. Вполне вероятно, что опыт США в области добычи сланцевого газа не получится повторить в других странах.

Даже в США между отдельными газоносными бассейнами имеются существенные различия, каждый из которых имеет свои особенные критерии разведки и специфику разработки.

На сегодняшний день все еще остается открытым ряд вопросов, касающихся продуктивности разрабатываемых залежей, технологических вопросов оптимальной сетки скважин на месторождении, влияния существующих технологических возможностей по извлечению нетрадиционного газа на дебит скважин и т.д. Все эти неопределенности привносят неточность в оценку ресурсной базы нетрадиционного газа. Поэтому в перспективе ближайшего десятилетия следует ожидать частых пересмотров и корректировок как с точки зрения количественных, так и с точки зрения качественных характеристик ресурсов и запасов нетрадиционного газа.

В самом процессе оценки следует отметить три момента, которые негативно влияют на оценки ресурсов и запасов нетрадиционного газа. Во-первых, состояние ресурсов нетрадиционного газа чрезвычайно непостоянно, месторождения должны оцениваться часто, каждые два-три года, а не раз в десять лет как традиционные месторождения. Во-вторых, это большие объемы данных. Процесс оценки требует огромного количества геологических, инженерно-технических характеристик и, кроме того, многочисленных экспертных оценок. В-третьих, для месторождений нетрадиционного газа характерно частое и значительное изменение дебитов скважин. Применение горизонтального бурения, рестимуляции и использование более плотной сетки скважин позволили пересмотреть объемы предельных ресурсов газа на американском месторождении Barnett Shale с 85 млрд (USGS, 1996) до 0,74 трлн м<sup>3</sup> (USGS, 2004 г.) и до 1,39 трлн м<sup>3</sup> (по внутренней оценке Advance Resources International). Последняя оценка месторождения Barnett Shale отличается от оценки USGS (Геологическая служба США), так как она содержит значительные ожидания относительно уровней добычи газа связанные с расширением областей этого месторождения посредством использования горизонтальных скважин.

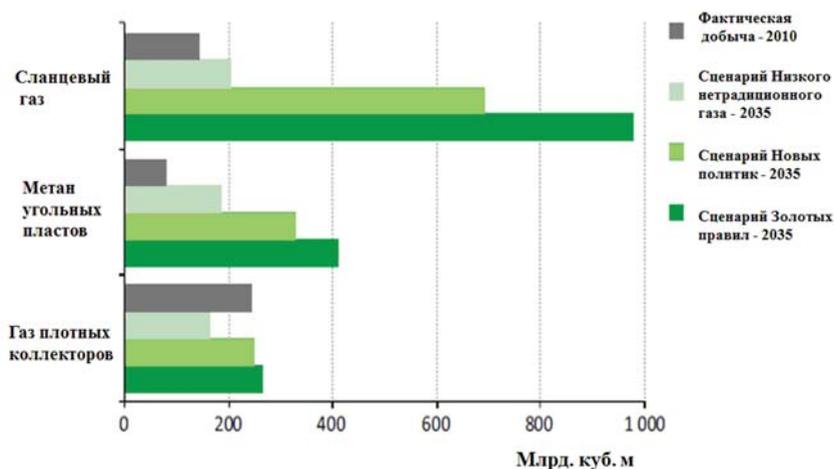
В разделе 3.1. уже было показано, как результаты бурения всего за год повлияли на общую оценку ресурсов сланцевого газа в США (бурением не подтверждены ранее сделанные оценки по крупнейшему сланцевому бассейну Marcellus).

Говоря о количественной оценке ресурсной базы, важно помнить, что эти оценки являются лишь «моментальным снимком». Продолжающееся появление новых месторождений нетрадиционного газа, растущие возможности более интенсивного развития уже разраба-

тываемых месторождений и возможности достижения более интенсивной добычи за счет новых технологий, могут и будут влиять на размеры извлекаемых ресурсов. Утверждение о том, что мы еще не знаем истинных масштабов и характера нетрадиционной ресурсной базы газа так же актуально для сегодняшнего дня, как и 15 лет назад (Kuuskraa и Schmoker, 1998 г.). Очевидно, что оценочные объемы технически извлекаемых запасов сланцевого газа будут пересматриваться как в сторону увеличения, так и в сторону уменьшения по мере получения новой информации.

Отражением же этих изменений являются прогнозы и сценарии мировой добычи газа. Так, технологический прорыв в разработке нетрадиционных ресурсов, который произошел в последние годы, степень доступности и эффективности технологий, обеспечивающих разработку нетрадиционных ресурсов газа, привели к частой смене волн энтузиазма волнами скептицизма, что нашло отражение и в прогнозах МЭА (табл. 3.5, рис. 3.7).

И, тем не менее, даже тех знаний, которыми человечество обладает в настоящее время, достаточно, чтобы обеспечить нетрадиционным ресурсам газа достойное место в мировом энергообеспечении, особенно в энергодефицитных странах и районах, зависящих от дальнепривозных или импортных энергоносителей.



Источник: World Energy Outlook 2012.

Рис. 3.7. Прогноз мировой добычи основных видов нетрадиционного природного газа в зависимости от различных сценариев МЭА

**Таблица 3.5. МЭА: эволюция прогнозов развития добычи газа в мире и роль в них нетрадиционных источников газа, млрд м<sup>3</sup>**

Прогнозы и сценарии прогнозов	2020 г.		2030 г.		2035 г.	
	всего	из них - нетрадиц./ В %	всего	из них - нетрадиц./ В %	всего	из них - нетрадиц./ В %
WEO-2009: Базовый сценарий	3 678	496/13,5	4 313	629/14,6	—	—
WEO-2009: Сценарий 450	3 477		3 560		—	—
WEO-2010: Сценарий Новых политик	3 794	531/14	4 297	709/16,5	4 535	8862/19
WEO-2010: Сценарий Текущих политик	3 835				4 888	
WEO-2010: Сценарий 450	3 584				3 609	
WEO-2011: Сценарий Новых политик	3 888	538/15	4 750		4 750	1045/22
Report - 2011 / Газовый сценарий	4 019	623/15,5	4 778	956/20	5 132	1232/24
Report on Unconventional Gas - 2012	3 982	836/21	4 758	1380/29	5 112	1636/32
WEO-2012: Сценарий Новых политик	3 943	790/20	4 610		4 955	1290/26
WEO-2012: Сценарий Энергоэффективного мира	3 600		4 060		4 320	

Источник: по данным МЭА.



на данном месторождении, позволили расширить использование данных технологий на других месторождениях.

- Месторождение **Фейетвилл** (Fayetteville) расположено в штате Арканзас в структуре бассейна Аркома. По предварительным оценкам запасы газа данного месторождения составляют 1,5 трлн м<sup>3</sup>, при этом, оно характеризуется высокой степенью извлекаемости при добыче газа: по оценке технически извлекаемые запасы газа составляют порядка 80% от предварительно оцененных запасов, что связано, главным образом, с небольшой глубиной залегания газоносного пласта.

- Месторождение **Хейнесвилл** (Haynesville) расположено в северной части Луизианы, северной части Техаса и южной части Арканзаса. Несмотря на глубокое залегание пласта, данное месторождение считается одним из привлекательнейших для добычи благодаря крупным запасам. Добыча газа на нем в настоящее время является наиболее обширной среди остальных крупнейших месторождений.

- Месторождение нетрадиционного газа **Марселлус** (Marcellus) является крупнейшим месторождением сланцевого газа в США: оно залегает на территории шести штатов на общей площади около 95 тыс. квадратных миль (что примерно соответствует площади Ярославской области России). Средняя толщина продуктивного слоя колеблется от 15 до 60 м., а глубина залегания колеблется от 1,2 до 2,6 км. Технически извлекаемые запасы газа составляют 7,4 трлн м<sup>3</sup>. Несмотря на относительно низкое удельное значение запасов газа на единицу площади, его близость к населенным районам восточной части США делает месторождение одним из наиболее привлекательных в стране.

- Месторождение **Вудфорд** (Woodford) является старейшим разрабатываемым месторождением после месторождения Барнетт. Географическая близость к месторождениям Барнетт и Фейетвилл позволяет оперативно использовать незадействованные либо выведенные из эксплуатации буровые станки.

- Месторождение **Иглфорд** (Eagle Ford) расположено в Южном Техасе. Средняя толщина формации составляет около 150 метров. Данное месторождение является менее разведанным, нежели Барнетт, Фейетвилл и Хейнесвилл.

Основные характеристики крупнейших месторождений сланцевого газа в США представлены в табл. 4.1.

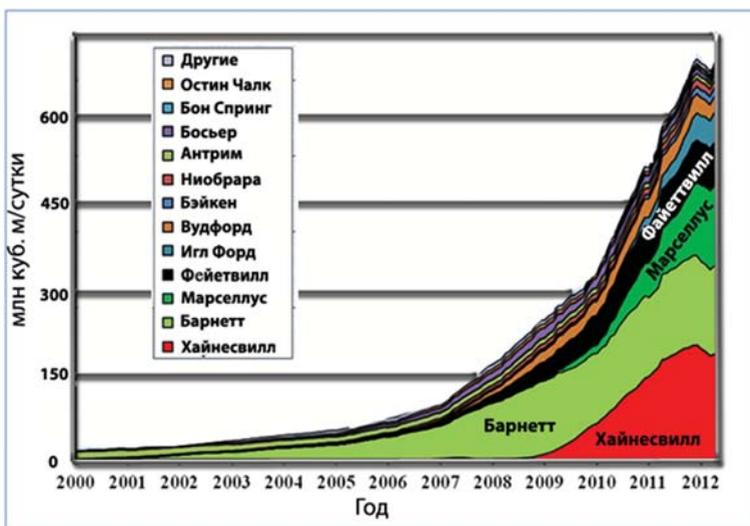
Анализ динамики добычи сланцевого газа в США (рис. 4.2) показывает, что начиная с 2007 г. добыча существенно расширилась в основном за счет успехов в добыче на месторождении Барнетт,

на которое приходилось до 2/3 добычи сланцевого газа в стране. Начиная с 2009 г. быстрыми темпами стало происходить наращивание добычи сланцевого газа на месторождении Хейнесвилл, а с 2010 г. похожая динамика добычи стала наблюдаться на месторождении Марселлус. Всего по итогам 2011 г. около 75% добычи сланцевого газа приходилось на эти три месторождения. За период 2000-2011 гг. добыча сланцевого газа выросла примерно в 21,5 раз до 190 млрд м<sup>3</sup>.

**Таблица 4.1. Основные характеристики крупнейших месторождений сланцевого газа в США**

Показатель	Месторождение					
	Барнетт	Фейтвилл	Хейнесвилл	Марселлус	Вудфорд	Иглфорд
Приблизительная площадь бассейна, квадратные мили	5000	9000	9000	95000	11000	20000
Глубина залегания, км	1,9-2,6	0,3-2,1	3,2-4,1	1,2-2,6	1,8-3,3	1,2-3,6
Предварительно оцененные запасы газа, трлн м <sup>3</sup>	9,3	1,5	20,3	42,5	0,7	0,3
Технически извлекаемые запасы газа, трлн м <sup>3</sup>	1,2	1,2	7,1	7,4	0,3	н.д.
Цена безубыточности добычи, долл./тыс. м <sup>3</sup>	136,0	147,1	132,4	121,3	227,9	158,1

Источник: Геологическая служба США, 2012.



Источник: Hughes Associates (данные за 2012 г. являются предварительной оценкой на основе статистики за январь-июнь).

Рис. 4.2. Добыча сланцевого газа по основным месторождениям США в 2000-2012 гг.

**Канада** обладает значительными запасами традиционного газа, что в прошлом, наряду с относительно скромными по отношению к собственной добычке потреблением газа, обуславливало ее ориентированность на экспорт газа в США. После снижения экспорта газа в результате роста добычи собственного сланцевого газа в США образовался избыток предложения газа из традиционных месторождений. Вместе с тем, в будущем у Канады возникнет потребность восполнять падающую добычу традиционного газа, что потребует развития нетрадиционных источников газа, в том числе сланцевого.

Несмотря на то, что достоверность оценки запасов сланцевого газа в Канаде ниже, чем в США, можно оперировать данными Национального энергетического совета Канады, согласно которым предварительно оцененные запасы сланцевого газа в стране составляют 28 трлн м<sup>3</sup>, из которых лишь около 20% считаются экономически и технически извлекаемыми.

Крупнейшими бассейнами-месторождениями сланцевого газа на территории Канады являются Монтни, Хорн Ривер, Колорадо, Утика и Хортон Блафф. Основные показатели по данным месторождениям представлены в табл. 4.2.

**Таблица 4.2. Основные характеристики крупнейших месторождений сланцевого газа в Канаде**

Показатель	Месторождение				
	Хорн Ривер	Монтни	Колорадо	Утика	Хортон Блуфф
Глубина, км	2,5-3	1,7-4	0,3	0,5-3,3	1,1-1,9
Толщина газовой шапки, м	150	300	15-350	70-300	150
Опубликованные оценки природного газа, трлн м <sup>3</sup>	4-16	2,2-19	>2,8	>3,3	7,4

*Источник: A Primer for Understanding Canadian Shale Gas, National Energy Board.*

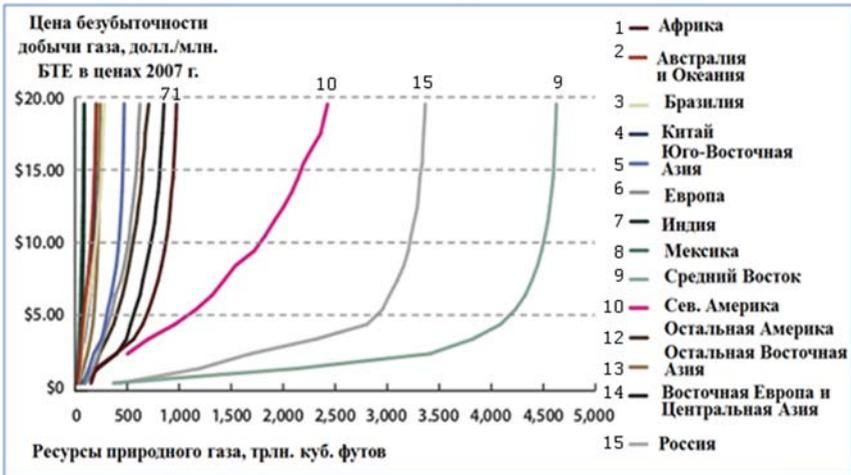
Распространенным инструментом анализа экономических параметров освоения ресурсов нетрадиционного газа является построение различных «кривых» – прямых и обратных функциональных зависимостей:

- экономической составляющей от геологических условий, применяемых технологий, технико-производственных показателей и др.;
- зависимостей этих условий и параметров от ценового и спрового факторов и других экономических характеристик различных процессов, связанных с освоением газовых ресурсов.

Подобные ресурсно-стоимостные кривые (кривые издержек производства) показывают, что чем выше цены, тем больше ресурсов газа может быть вовлечено в разработку, тем больше газа может быть добыто с приемлемыми экономическими показателями.

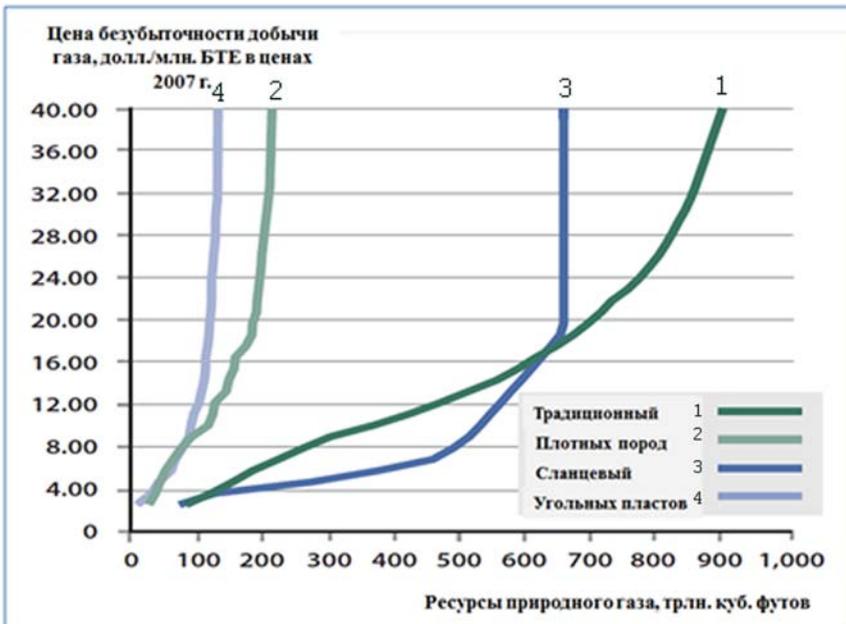
В то же время анализ, проведенный, например, исследователями Массачусетского технологического института (MIT, США) и консалтинговой компанией ICF International (США), свидетельствует, в частности, что при всей важности такого стоимостного показателя, как цена на газ, ее рост может существенно, но не кардинальным образом, изменить величину ресурсной базы для производства газа (соответствующая кривая – свидетельство вырождающейся функции) – рис. 4.3 и 4.4.

Опыт добычи сланцевого газа в США позволяет получить представление об экономических параметрах развития данного направления, однако следует учитывать особенности самого газового рынка США, характеризующегося высоким уровнем либерализации и минимальным вмешательством государства в дела компаний.



Источник: MIT Study on the Future of Natural Gas.

Рис. 4.3. Ресурсно-стоимостная кривая для газовой промышленности мира

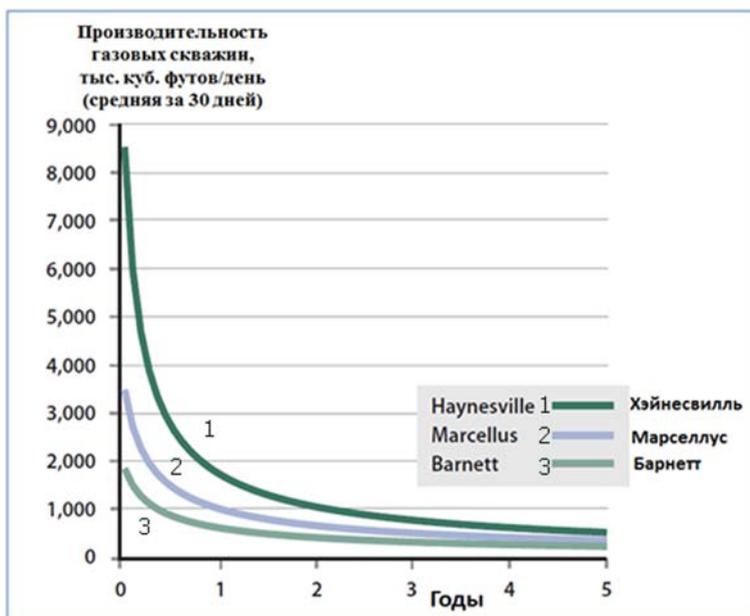


Источник: MIT; ICF North American Hydrocarbon Supply Model.

Рис. 4.4. Ресурсно-стоимостная кривая для разных типов газа в США

Данные рис. 4.4 свидетельствуют, в частности, что наибольшим потенциалом развития сырьевой базы в США при росте цен на газ обладают традиционный и сланцевый газ, тогда как ресурсы метана угольных пластов практически не меняются с достижением цен уровня 10 долл./млн БТЕ, а газа плотных коллекторов – при росте цен выше 20 долл./млн БТЕ.

Кроме того, одной из особенностей разработки сланцевых месторождений является то, что дебиты продуктивных скважин изменяются в очень широком диапазоне как во времени (рис. 4.5), так и в пространстве: для каждой скважины в зависимости от срока ее работы, от месторождения к месторождению и от скважины к скважине. Соответственно широко изменяются и экономические показатели добычи сланцевого газа. Согласно исследованиям Массачусетского технологического института (США), цена безубыточной добычи сланцевого газа находится в прямой зависимости от начальных дебитов скважины (под начальным дебитом в этом случае понимается дебит скважины в первые 30 дней ее работы).



Источник: MIT Study on the Future of Natural Gas со ссылкой на HPDI production database and various industry sources.

Рис. 4.5. Динамика падения дебита скважин по основным сланцевым бассейнам-месторождениям США

В таблице 4.3 показана (по пяти основным сланцевым бассейнам – месторождениям или пляям США) зависимость цены безубыточной добычи (определяемой себестоимостью добычи и нормой прибыли в 10%), от средних начальных дебитов скважин по трем группам скважин:

- первая группа – 20% самых производительных скважин;
- вторая группа – 50% всех скважин;
- третья группа – 80% самых производительных скважин (то есть всех скважин, за исключением 20% самых низкодебитных).

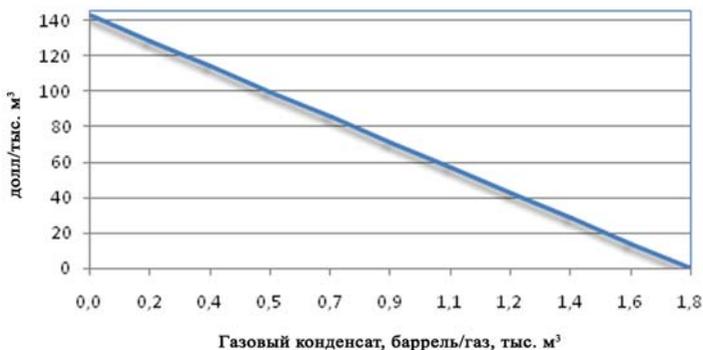
Как видно из табл. 4.3, нижняя граница цены безубыточности для первой группы скважин лежит в интервале от 101,7 долл./тыс. м<sup>3</sup> на месторождении Марселлус до 150,8 долл./тыс. м<sup>3</sup> на месторождении Барнетт. Средняя цена безубыточности в этом случае для пяти рассматриваемых бассейнов-месторождений составляет 131,4 долл./тыс. м<sup>3</sup>. Для второй группы скважин цена безубыточности колеблется в диапазоне от 142 долл./тыс. м<sup>3</sup> до 230,6 долл./тыс. м<sup>3</sup>, а средняя составляет 195 долл./тыс. м<sup>3</sup>. При этом данные значения представляют собой точку безубыточности для сухого газа, полученного из скважин без учета необходимых расходов на сопутствующую добычу газового конденсата.

**Таблица 4.3. Цена безубыточности добычи сланцевого газа в США по основным бассейнам-месторождениям**

Место-рождение	Показатель	Группы продуктивных скважин		
		20%	50%	80%
Барнетт	Начальный дебет скважины, тыс. м <sup>3</sup> /сутки	77	45	24
	Цена безубыточности, долл./тыс. м <sup>3</sup>	<b>150,8</b>	<b>230,6</b>	<b>404,7</b>
Фейетвилл	Начальный дебет скважины, тыс. м <sup>3</sup> /сутки	86,5	54,8	31,9
	Цена безубыточности, долл./тыс. м <sup>3</sup>	<b>136</b>	<b>195,3</b>	<b>313,2</b>
Хейнесвилл	Начальный дебет скважины, тыс. м <sup>3</sup> /сутки	353,6	216	72,8
	Цена безубыточности, долл./тыс. м <sup>3</sup>	<b>123,2</b>	<b>180,8</b>	<b>473,9</b>
Марселлус	Начальный дебет скважины, тыс. м <sup>3</sup> /сутки	154	98	56
	Цена безубыточности, долл./тыс. м <sup>3</sup>	<b>101,7</b>	<b>142</b>	<b>222,8</b>
Вудфорд	Начальный дебет скважины, тыс. м <sup>3</sup> /сутки	109,7	65,5	22
	Цена безубыточности, долл./тыс. м <sup>3</sup>	<b>145,5</b>	<b>223,9</b>	<b>601,8</b>

Источник: MIT Study on the Future of Natural Gas.

Рост объема сопутствующей добычи газового конденсата приводит к линейному снижению себестоимости добычи сланцевого газа (рис. 4.6).



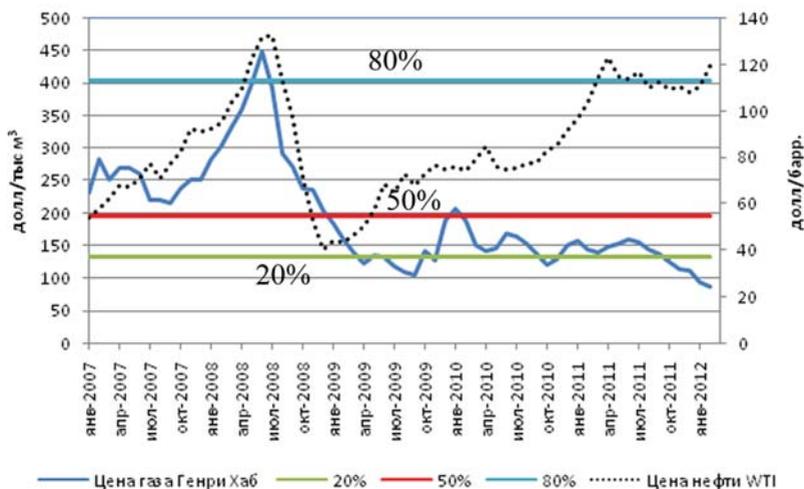
Источник: MIT Study on the Future of Natural Gas.

**Рис. 4.6. Смоделированная цена безубыточности газа для месторождения Марселлус в зависимости от содержания газового конденсата**

При совместной добыче 1 тыс. м<sup>3</sup> газа и 1,8 барреля газового конденсата газ можно подавать в ГТС бесплатно и это не отразится на рентабельности, а сам газ в таком случае будет выступать попутным продуктом добычи газового конденсата.

Описанный выше эффект вызвал интересную динамику цен на газ в 2009-2012 годах. Период высоких цен на газ в 2005-2008 гг. позволил добиться значительных успехов в наращивании добычи, которые аналитики назвали «сланцевым бумом». Однако образовавшийся вслед за этим избыток предложения привел к обрушению цены до уровня начала 2000 года. Фактически, после бума цен 2008 г. рыночная стоимость газа в США постоянно находится на уровне ниже средней себестоимости добычи сланцевого газа, причем значительно (рис. 4.7).

В то же время цены на нефть в период с 2009 г. по 2012 г. стабильно росли. Это обстоятельство обусловило повышенное внимание газовых компаний к добыче газа на месторождениях с высоким содержанием попутного газового конденсата, цены на который тесно коррелируют с биржевыми котировками нефтяных цен. На таких месторождениях сланцевого газа, как Марселлус или Иглфорд содержание газового конденсата достигает 3,5 барреля на 1 тыс. м<sup>3</sup> газа, что позволяет вести добычу даже при сравнительно низких ценах на газ.

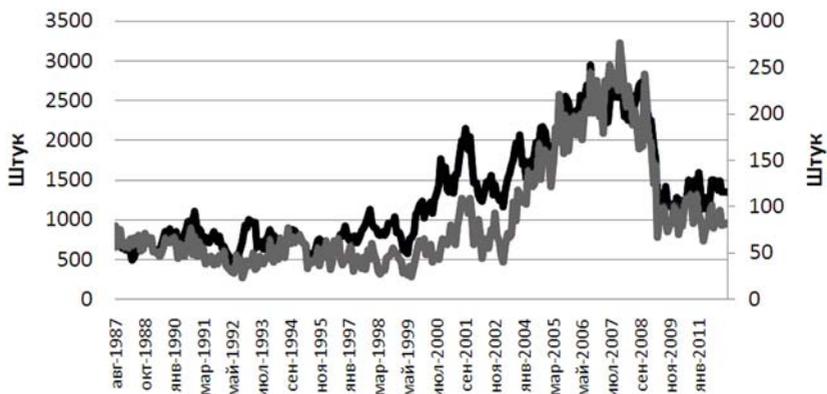


Источник: построено по данным Управления энергетической информации США, МТИ, ICF North American Hydrocarbon Supply Model, Economics of Energy & Environmental Policy.

**Рис. 4.7. Сопоставление фактической цены газа на Henry Hub со средней ценой безубыточности добычи сланцевого газа в США по разным группам скважин (20, 50, 80%)**

Вместе с тем, резкое снижение биржевых оптовых цен на газ в США с рекордно высоких 450 долл./тыс. м<sup>3</sup> в середине 2008 г. до рекордно низких (70-130 долл./тыс. м<sup>3</sup>) на протяжении последних трех лет (особенно с третьего квартала 2011 г. и по настоящее время) вызвало незамедлительную реакцию со стороны инвестиционной активности добывающих компаний в разведке и разработке месторождений (рис. 4.8).

Среднемесячный объем ввода эксплуатационных скважин в США в 2011 г. был в два раза ниже, чем тот же показатель в 2008 г., а среднемесячный объем ввода разведочных скважин – меньше в 2,3 раза. При этом валовой объем потребления газа в США в 2011 г. вырос на 2,4%. В результате общий объем добывающих скважин, с учетом выбывающего фонда скважин и замедлившихся темпов ввода новых эксплуатационных скважин, на протяжении последних трех лет показывает стагнационную динамику. Это свидетельствует либо о резком сокращении инвестиционных ресурсов добывающих компаний, либо об их стремлении искусственно сократить предложение.



Источник: ИЭС по данным Управления энергетической информации США.

**Рис. 4.8. Ввод новых разведочных и эксплуатационных скважин в США**

Образовавшийся в результате рекордно высоких цен на газ в 2005-2008 гг. «газовый пузырь», удерживающий цены на газ на парадоксально низком уровне, в ближайшие один-два года будет сдуваться по мере того, как дебит старых скважин будет снижаться, а спрос будет продолжать расти. Рост цен, в свою очередь, будет приводить к рентабельности добычи все большего объема нетрадиционного газа. Иначе говоря, цикл «дефицит газа → высокие цены на газ → рост добычи нетрадиционного газа → избыток предложения газа → низкая цена газа → дефицит газа» пришел на смену циклу «дефицит газа вследствие падения добычи традиционного газа → рост цен до паритета с нефтяными ценами → стагнация спроса». По сути, добыча нетрадиционного газа получила экономическую «путевку в жизнь».

## Европа

Ресурсов сланцевого газа в Европе больше, чем газа плотных пород и угольного метана. Они представлены более широко и сосредоточены в 19 основных бассейнах (табл. 4.4).

Оценки возможных геологических ресурсов сланцевого газа (shale gas resources on-place) колеблются от 19,4 трлн м<sup>3</sup><sup>17</sup> до 91,4 трлн м<sup>3</sup><sup>18</sup>,

<sup>17</sup> Shale gas central and eastern Europe: Section 1-4 // <http://www.kpmg.com/Global/en/IssuesAndInsights/ArticlesPublications/shale-gas/Pages/shale-gas-development-inevitable.aspx>.

<sup>18</sup> World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States = Release date: April 5, 2011.

а оценка технически извлекаемых ресурсов, чаще всего, лежит в пределах 15 трлн м<sup>3</sup><sup>19</sup>, хотя Управление энергетической информации США придерживается другой цифры – 22,6 трлн м<sup>3</sup>.

**Таблица 4.4. Основные бассейны сланцевого газа в Европе**

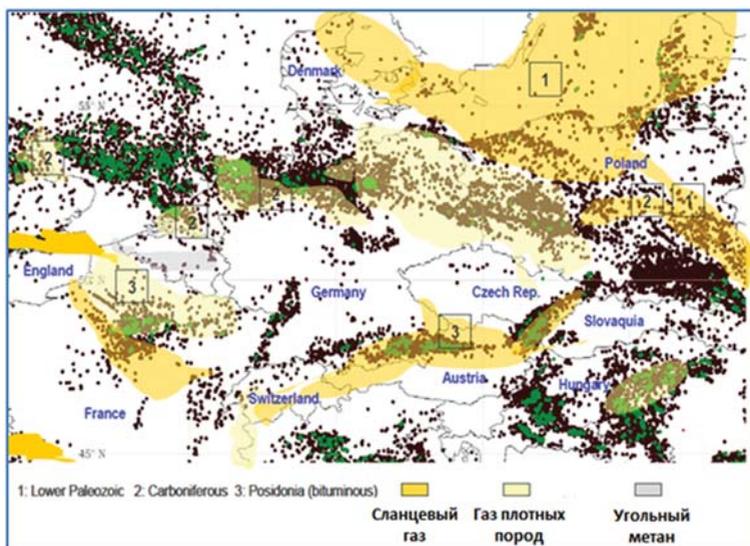
Страна	Бассейн
Швеция	Fennoscandian Border Zone
Швейцария, Австрия	Molasse Basin
Испания	Campo de Gibraltar Zone
	Pyrenean Foothills
Франция	Paris Basin
	Bresse-Valence Basin
	Western Alps Foothills
	Aquitaine Basin
	Languedoc-Provence Basin
Великобритания	Bowland Basin
Польша	Baltic Depression
	Ketzyn Terrace
	Danish-Polish Marginal Trough
	E. European Platform Margin
	Podlasie Basin
	Lublin Trough
Германия, Нидерланды	Northwest German Basin
Германия, Польша	Northeast German-Polish Basin
Нидерланды, Великобритания	Anglo-Dutch Basin

Источник: Chew K., *The shale frenzy comes to Europe*, E&P magazine, 1 March 2010.

Пока коммерческая добыча сланцевого газа в Европе отсутствует. При этом следует отметить, что многие газоносные бассейны имеют низкий потенциал промышленной добычи. Это объясняется как сложными геологическими условиями залегания ресурсов, так и прочими факторами, например, расположением отдельных бассейнов на территориях с высокой плотностью населения. При этом районами с более благоприятными условиями для развития добычи сланцевого

<sup>19</sup> Central and Eastern European Shale Gas Outlook.KPMG Global Energy Institute. 2012 KPMG International Cooperative.

газа (как, впрочем, и газа плотных пород) в Европе в ближайшей перспективе являются те, которые расположены в пределах территорий, на которых ведется (велась ранее) добыча традиционного газа. На рис. 4.9 представлены районы добычи традиционного газа и районы распространения ресурсов сланцевого газа и газа плотных пород. В этом контексте наибольшим потенциалом промышленной добычи сланцевого газа обладают Нидерланды, северо-западная часть Германии и южная часть Венгрии.



Источник: IHS Cambridge Energy Research Associates (CERA) presentation at the Gas Infrastructure Europe conference in May 2009.

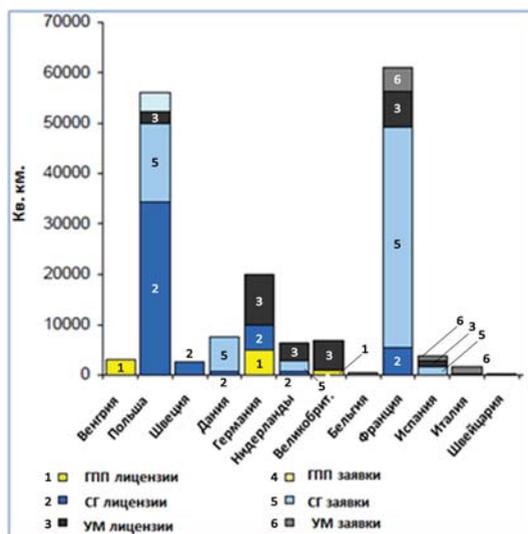
**Рис. 4.9. Районы добычи традиционного газа (пробуренные и действующие скважины показаны точками) и распространения нетрадиционного газа**

Как уже было отмечено в разделе 3.1, в Европе разведанные запасы сланцевого газа в совокупности составляют почти 10% от общемировых<sup>20</sup>. При этом на сегодняшний день опыт разработки месторождений сланцевого газа в Европе слишком мал для того, чтобы провести оценку имеющихся потенциальных ресурсов. Более половины всех

<sup>20</sup> Согласно World Shale Gas Resources: an Initial Assessment of 14 Regions outside the United States.

ресурсов сланцевого газа в Европе сосредоточено в двух странах. Наибольшие из них расположены в Польше (5,2 трлн м<sup>3</sup>, составляют 29% от общеевропейских, но менее 3% от общемировых ресурсов сланцевого газа). Второй страной по объемам ресурсов сланцевого газа является Франция (5,0 трлн м<sup>3</sup>, 28% от общеевропейских). С точки зрения имеющихся данных по оценке ресурсной обеспеченности и с учетом имеющихся районов газодобычи, наибольший потенциал добычи сланцевого газа имеют Германия, Франция, Польша и Венгрия.

Имеющиеся данные по количеству площадей<sup>21</sup>, на которые уже выданы лицензии для разведки и разработки ресурсов нетрадиционного газа, говорят о том, что наиболее быстрыми темпами процесс изучения ресурсов нетрадиционного газа идет в Польше и Германии (рис. 4.10). При этом в области сланцевого газа явным лидером выступает Польша.



Примечание ГПП – газ плотных пород, СГ – сланцевый газ, УМ – угольный метан

Источник: IHS Cambridge Energy Research Associates (CERA) presentation at the Gas Infrastructure Europe conference in May 2009.

**Рис. 4.10. Количество площадей, на которые выданы (и планируется выдать) лицензии на разработку ресурсов нетрадиционного газа**

Однако в июне 2012 г. стало известно, что ExxonMobil отказалась от дальнейшей разведки сланцевого газа в Польше в связи с неутешительными результатами исследований.

<sup>21</sup> Данные на 2010 г. (источник: IHS).

тельными результатами пробуренных на юго-востоке страны скважин (не был получен постоянный, коммерческий дебит углеводородов). В начале августа также отказалась продолжать работы на одном из своих концессионных участков в Польше, в Балтийском бассейне, английская компания 3Legs Resources, которая первой провела операцию ГРП в этой стране. Единственным на данный момент позитивным откликом является недавнее сообщение все той же 3Legs Resources, о том, что на ее скважине Lebien-2H получен приток в объеме 22 тыс. м<sup>3</sup> в сутки без дополнительной закачки азота.

Следует отметить, что особую роль в будущем развитии добычи сланцевого газа в Европе играет экологический фактор. На сегодняшний день высока обеспокоенность относительно экологических последствий использования гидроразрыва пласта – основного технологического метода добычи сланцевого газа (также как и газа плотных пород). На этом фоне на сегодняшний день введены временные моратории на использование гидроразрыва пласта для разведки и разработки ресурсов сланцевого газа во Франции<sup>22</sup>, Болгарии; планируется введение моратория также в Румынии. Отметим, что 19 сентября 2012 г. Комитет по энергетике и Комиссия по окружающей среде Европарламента приняли резолюцию относительно ГРП и разработки нетрадиционных залежей нефти и газа, где отмечается, что разведка залежей сланцевой нефти и газа в ЕС должна быть подкреплена «жесткими режимами регулирования».

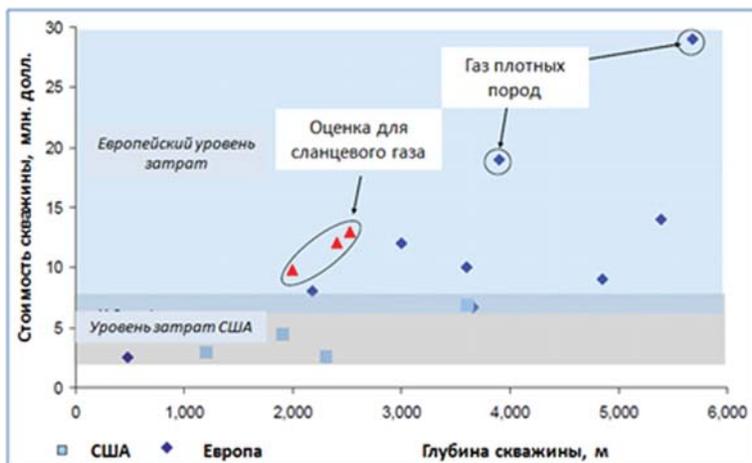
Если говорить об экономической составляющей добычи сланцевого газа, то, согласно предварительным расчетам, стоимость строительства одной скважины на нетрадиционный газ в Европе в среднем в 2-3 раза выше, чем в США. Однако при этом стоимость скважины для добычи сланцевого газа в Европе незначительно отличается от стоимости скважин по добыче традиционного газа, добыча которого в последние годы становится все дороже (рис. 4.11), чего нельзя сказать о скважинах для добычи газа из плотных пород (затраты на их строительство составляют от 18 до 20 млн долл.).

Имеющиеся расчеты цен безубыточности<sup>23</sup> сланцевого газа показывают, что для Германии они изменяются от 11,1 до 16,3 долл./млн

<sup>22</sup> Франция ввела мораторий на бурение горизонтальных скважин и ГРП до тех пор, пока не будут произведено достаточное количество исследований по экономическим, социальным и экологическим последствиям добычи сланцевого газа.

<sup>23</sup> В цену безубыточности добытого сланцевого газа заложен ЧДД 10%. Эта цена включает непосредственные затраты на добычу сланцевого газа, налоговую составляющую, ROI (прибыль на инвестиционный капитал). Во временном контексте цена ориентирована на сланцевый газ, добыча которого начнется в 2015 г.

куб. футов, для Польши – от 7,9 до 12,1 в зависимости от газоносного бассейна (табл. 4.5).



Примечание. Затраты на бурение газовых скважин в США указаны для сланцевого газа

Источник: расчеты IHS Cambridge Energy Research Associates (CERA) presentation at the Gas Infrastructure Europe conference in May 2009 по данным корпоративных отчетов, Wood Mackenzie.

**Рис. 4.11. Расчетная стоимость бурения скважин для добычи сланцевого газа и газа плотных пород в Европе и стоимость газовых скважин в США**

**Таблица 4.5. Расчетная цена безубыточности для сланцевого газа, который может добываться в Германии и Польше**

Страна (газоносный бассейн)	Долл./млн куб. футов
Германия	11,1 - 16,3
Польша (Baltic Depression)	8,2 - 12,1
Польша (Lublin Trough)	7,9 - 11,7

Источник: расчеты Oxford Institute for Energy Studies, 2010 г.

По оценкам ВР, опубликованным в январе 2012 г., суммарная добычка всех видов нетрадиционного газа (сланцевого, метана угольных пластов и др.) достигнет в Европе к 2030 г. всего порядка 50 млрд м<sup>3</sup>/год<sup>24</sup>, что будет составлять не более 8% газопотребления этого региона. Эта оценка подтверждает сделанный нами ранее выводы о том, что нетрадиционный

<sup>24</sup> BP Energy Outlook 2030. London, January 2012.

газ в ближайшие десятилетия будет выполнять функции, прежде всего, местного топлива, тем самым способствуя процессам регионализации газовых рынков.

### **Аргентина**

Предварительные разведочные исследования, проведенные в Южной Америке, свидетельствуют, что значительная часть всех ресурсов региона сосредоточена в нескольких странах, прежде всего в Аргентине, Бразилии и Колумбии. При этом Аргентина является единственной южноамериканской страной, которая наиболее близка к началу полномасштабной добычи сланцевого газа, прежде всего в бассейне Неукен (Neuquen). Объемы ресурсов сланцевого газа в стране оцениваются в 21,9 трлн м<sup>3</sup><sup>25</sup>, что ставит ее, как было отмечено в разделе 3.1, по этому показателю на третье место в мире. В стране уже пробурено несколько скважин на сланцевый газ, однако необходимо проведение гораздо более масштабного бурения, прежде всего, с целью получения более точных оценок ресурсного потенциала. Коммерческая добыча сланцевого газа в промышленных объемах в стране ожидается уже в течение ближайших трех-пяти лет<sup>26</sup>. Как и в других странах, большинство проектов в области сланцевого газа в Аргентине реализуется как совместные предприятия с участием крупнейших транснациональных энергетических компаний.

Важно, что аргентинские власти, по сравнению с другими странами Южной Америки, достаточно активно поддерживают развитие сланцевого газа. Учитывая текущую зависимость Аргентины от дорогого импортного газа из Боливии и Катара, развитие собственных газовых источников для страны крайне важно. Так, все проекты по добыче сланцевого газа в Аргентине попадают под так называемые нормы Gas Plus – законодательную инициативу властей по обеспечению более выгодных отпускных цен для добытого сланцевого газа. Даже, несмотря на наличие определенных экологических опасений, связанных с наращиванием добычи сланцевого газа в стране, значительная государственная поддержка в этой области свидетельствует о том, что ограничений по использованию горизонтального бурения и гидроразрыва пласта вероятно не будет.

<sup>25</sup> Согласно исследованию «Мировые ресурсы сланцевого газа: предварительная оценка 14 регионов за пределами США» (World Shale Gas Resources: an Initial Assessment of 14 Regions outside the United States), проведенного Управлением энергетической информации США.

<sup>26</sup> Согласно исследованию KPMG in Argentina, Energy and Natural Resources Survey 2011, доступно на сайте at: [www.enr-kpmg.com.ar](http://www.enr-kpmg.com.ar).

Важнейшие бассейны сланцевого газа в стране располагаются в доступных и благоприятных для добычи районах – вблизи к водным источникам и в отдалении от густонаселенных центров (рис. 4.12).



Источник: *Advanced Resources International (U.S. Energy Information Administration, "World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14").*

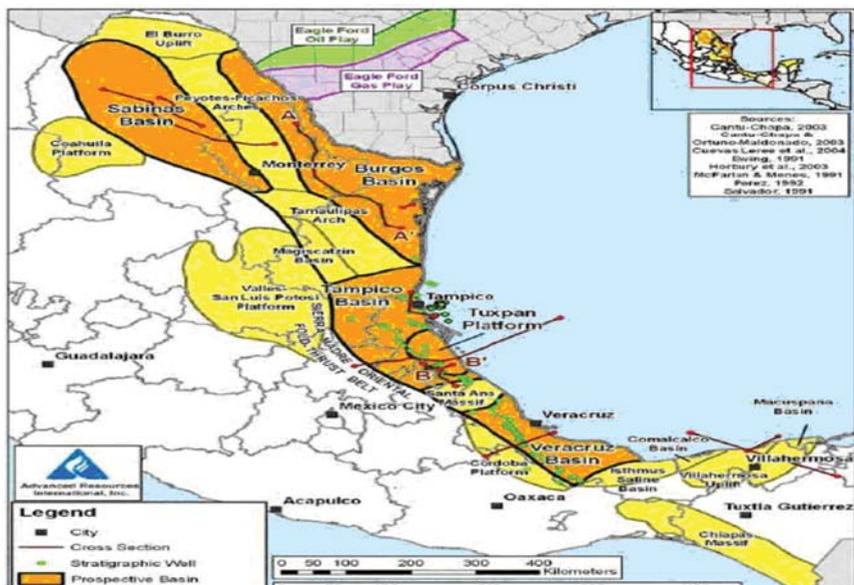
**Рис. 4.12. Бассейны сланцевого газа в Аргентине**

Кроме того в Аргентине имеется достаточно хорошо развитая газовая инфраструктура, что положительно сказывается на инвестиционной привлекательности новых ресурсов нетрадиционного газа. Во многом по этой причине наиболее приоритетным для разработки ресурсов сланцевого газа сейчас является бассейн Неукен (Neuquen), где добывается половина всего традиционного газа. Однако на сегодняшний день недостаток технологий, оборудования, специализированных услуг и рабочих кадров выступают важными факторами, препятствующими скорому началу широкомасштабной добычи сланцевого газа.

### **Мексика**

На сегодняшний день Мексика находится на четвертом месте в мире по объемам ресурсов сланцевого газа, уступая лишь Китаю,

США и Аргентине<sup>27</sup>. Ресурсы этого вида нетрадиционного газа в стране составляют 19,3 трлн м<sup>3</sup>. Работами в области сланцевого газа занимается мексиканская государственная компания Petroleos Mexicanos (Pemex). В стране пробурена одна скважина (в начале 2011 г.), дебит которой составляет 82 тыс. м<sup>3</sup> в день. На данном этапе основная цель компании – оценка ресурсного потенциала сланцевого газа. Наиболее привлекательными являются пять газоносных бассейнов: Sabinas-Burro Picachos, Coahuila, Burgos, Tampico-Masanta и Veracruz (рис. 4.13).



Источник: Advanced Resources International (U.S. Energy Information Administration, "World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States," March 2011).

**Рис. 4.13. Бассейны сланцевого газа в Мексике**

Однако, несмотря на наличие значительных ресурсов сланцевого газа в стране, развитие его добычи в значительной степени ограничивается такими факторами, как недостаток водных ресурсов (многие газоносные бассейны располагаются в пустынях). Кроме того, слабо развита необходимая газовая инфраструктура. Значимых инициатив

<sup>27</sup> Согласно исследованию «Мировые ресурсы сланцевого газа: предварительная оценка 14 регионов за пределами США» (World Shale Gas Resources: an Initial Assessment of 14 Regions outside the United States), проведенного Управлением энергетической информации США.

по повышению привлекательности изучения ресурсов сланцевого газа власти Мексики пока не проявляют, что сдерживает развитие отрасли.

## Китай

Китай считается наиболее перспективным после США районом добычи сланцевого газа в мире. По достаточно консервативной оценке Министерства земли и природных ресурсов (Минприроды) КНР, ресурсы сланцевого газа составляют 26 трлн м<sup>3</sup> (по оценке Управления энергетической информации США – до 36 трлн м<sup>3</sup>). Большая часть ресурсов приурочена к обогащенным органикой палеозойским морским аргиллитам, а также к континентальным озерным аргиллитам мезозоя и кайнозоя. Основные ресурсы сланцевого газа сосредоточены в Сычуаньском бассейне и его окрестностях, в районе верхнего и среднего течения р. Янцзы, в Ордосском бассейне, в бассейнах Циньшуй, Сунляо, Бохайского залива и др. (рис. 4.14).



Источник: *Golden Rules for a Golden Age of Gas. World Energy Outlook. Special Report on Unconventional Gas. OECD/IEA, 2012.*

Рис. 4.14. Основные бассейны нетрадиционного газа в Китае

Освоение ресурсов сланцевого газа в Китае находится на начальном этапе. Сейчас в масштабах всей страны проводится оценка прогнозных запасов и выделение перспективных зон, одновременно на ряде площадей ведется поисковое и разведочное бурение, проводится изучение продуктивности залежей сланцевого газа. В течение последних нескольких лет Минприроды КНР провело исследования по изучению ресурсов сланцевого газа в Сычуаньском бассейне и ряде других регионов. На основе этих исследований были выделены несколько блоков и в 2011-2012 гг. проведены два тендера на получение лицензий на разведку и добычу сланцевого газа на них. В числе их победителей: Sinopec, PetroChina Coalbed Methane Co., Chongqing Energy Investment Group Company, Henan Hunan Valin Iron and Steel Group Co., Yukuang Resources Exploitation Co., China Corporation of Coal Geology Engineering Corp., Huadian Hubei Power Company Limited и др.

Компании КННК (CNPC), Синопек (Sinopec), Яньчанская нефтегазовая компания и ряд других провели первые поисковые и разведочные работы в Сычуаньском и Ордосском бассейнах, в бассейне Бохайского залива, в других регионах страны.

Для ускорения исследований в 2010 г. Государственное энергетическое управление (ГЭУ) КНР учредило Государственный исследовательский центр сланцевого газа. Под руководством ГЭУ разработана «Программа развития добычи сланцевого газа в 12-й пятилетке», которой предусматривается достижение к концу 2015 г. следующих целей: довести разведанные запасы сланцевого газа до 1 трлн м<sup>3</sup>, извлекаемые запасы – до 200 млрд м<sup>3</sup>, добычу – до 6,5 млрд м<sup>3</sup> в год [24]. Для решения этих задач будет проведена двухмерная сейсморазведка в объеме 43 тыс. пог. км, трехмерная сейсморазведка на площади 4,3 тыс. км<sup>2</sup>, пробурено 50 разведочных и 150 эксплуатационных скважин, которые будут иметь 990 горизонтальных стволов-отводов.

Ожидается, что к 2020 г. добыча сланцевого газа вырастет до 50 млрд м<sup>3</sup>, а к 2030 г. – до 80 млрд м<sup>3</sup><sup>28</sup>.

Принципиальное значение для развития добычи сланцевого газа в КНР имеет привлечение транснациональных компаний, выступающих, прежде всего, в качестве технологических доноров. В соответствии с законодательством КНР, иностранные компании в этой стране не могут самостоятельно вести поисково-разведочные работы

---

<sup>28</sup> Подробнее о состоянии и перспективах добычи природного газа из нетрадиционных источников см. в работах А.М. Мастепанова и В.В. Ковтуна «Китай формирует газовую промышленность XXI века» и «Метан угольных пластов в газовом балансе КНР: состояние и перспективы».

и добычу нефти и природного газа (в том числе сланцевого). Поэтому в Китае широкое распространение получили различные формы совместных предприятий, в том числе и на условиях раздела продукции. В марте 2012 г. CNPC заключило первое такое соглашение с Shell о разработке месторождения Фушунь-Янчуань в провинции Сычуань. Ранее, в апреле 2011 г., рамочное соглашение о сотрудничестве по разведке сланцевого газа заключила компания Sinopec с Chevron, а в декабре 2012 г. – с ConocoPhillips.

Правительство КНР готово субсидировать добычу сланцевого газа. В частности, по заявлению Министерства финансов КНР (ноябрь 2012 г.), в период до 2015 г. добывающим компаниям будут предоставляться государственные субсидии в размере 400 юаней (около 64 долл. США) на 1 тыс. м<sup>3</sup> добытого газа. Это в два раза выше размера субсидий, выделяемых на добычу угольного метана.

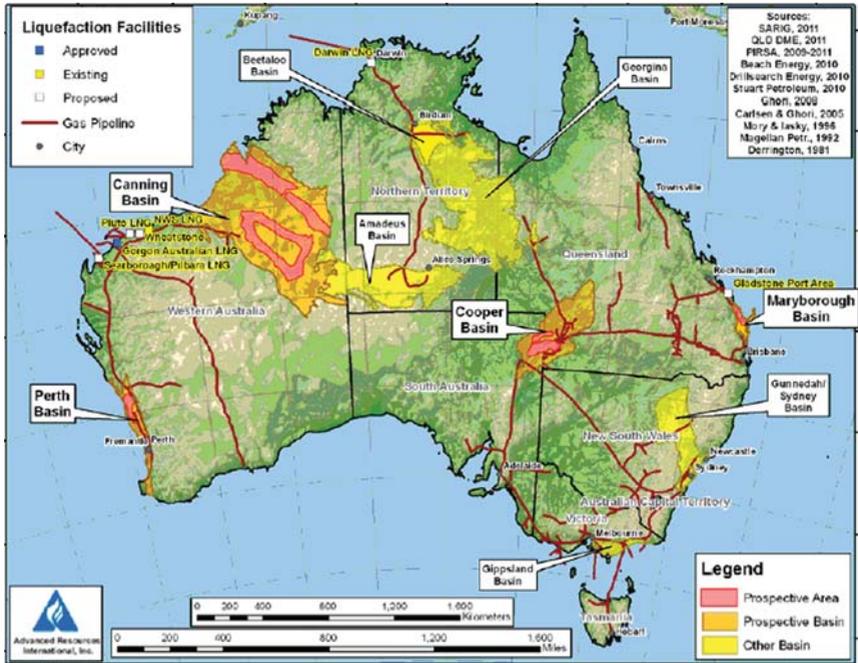
### ***Австралия***

Население Австралии относительно невелико, внутренний спрос на природный газ ограничен, и газ добывается во многом для экспортных целей. При этом ввиду ограниченности газопроводов, мощностей по сжижению газа и других инфраструктурных объектов, развитие добычи сланцевого газа находится еще на самом начальном уровне, экономическая эффективность его добычи очень низка. Кроме того ресурсы сланцевого газа на территории страны распределены на далеком расстоянии от центров потребления и имеющихся СПГ-терминалов, что делает стоимость сланцевого газа еще более высокой (рис. 4.15).

На сегодняшний день ведется разработка ресурсов сланцевого газа различными иностранными и местными компаниями, однако коммерческая добыча отсутствует. Ожидается, что более или менее значительные объемы сланцевого газа будут добываться не раньше чем через десятилетие, что связано с рядом проблем:

- Стоимость бурения скважин на сланцевый газ примерно в три раза превышает аналогичную стоимость в США, прежде всего, ввиду слабой инфраструктуры, недостатка квалифицированной рабочей силы и поставщиков оборудования, а также недостатка необходимых технологий бурения.
- Уже сейчас на фоне наращивания добычи угольного метана с использованием технологии гидроразрыва пласта возрастает обеспокоенность относительно негативных экологических последствий использования этого метода добычи. Добыча сланцевого газа во многом схожая с последней будет сталкиваться с аналогичными проблемами.

- Сланцевому газу тяжело оставаться конкурентоспособным по сравнению с угольным метаном. Добыча метана, как правило, ведется вблизи крупных источников потребления (густонаселенное восточное побережье страны), а ресурсы сланцевого газа располагаются преимущественно в более отдаленных районах и нуждаются в дополнительной транспортировке.



Источник: Advanced Resources International (U.S. Energy Information Administration, "World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States," March 2011).

**Рис. 4.15. Бассейны сланцевого газа, газопроводы и СПГ-терминалы в Австралии**

Для газодобывающих компаний на сегодняшний день ключевым вопросом, связанным с добычей сланцевого газа, является высокая его себестоимость (порядка 300 долл./тыс. м<sup>3</sup>). Стимулы инвестировать в сланцевый газ невысоки. Однако в перспективе в случае изменения ситуации в лучшую сторону (по мере постепенного разрешения указанных выше проблем) у Австралии есть возможность экспортировать этот газ в такие азиатские страны, как Малайзия, Тайвань,

Япония, Корея и Китай, которые стремятся диверсифицировать свои импортные поставки. При этом пока нельзя однозначно говорить, что все ресурсы сланцевого газа расположены невыгодно с точки зрения их близости к источникам потребления. Вполне возможно, что более детальное изучение ресурсов позволит найти достаточно крупные месторождения сланцевого газа с относительно благоприятным расположением.

### ***Россия***

Серьезных геолого-разведочных и поисковых работ для оценки газоносности сланцев в России до сих пор не производилось. Соответственно, нет даже оценочных данных ни по границам и составу газоносных сланцевых комплексов, ни по газоносности керогена, ни по геологическим запасам сланцевого газа. Известны лишь несколько сланценосных провинций (см. рис. 3.6), прогнозные ресурсы горючих сланцев которых составляют порядка 215 млрд тонн. Как отмечается в Государственном докладе «О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2010 году»: «в России месторождений природного газа в сланцах не выявлено»<sup>29</sup>.

## **4.2. ГАЗ ПЛОТНЫХ ПОРОД**

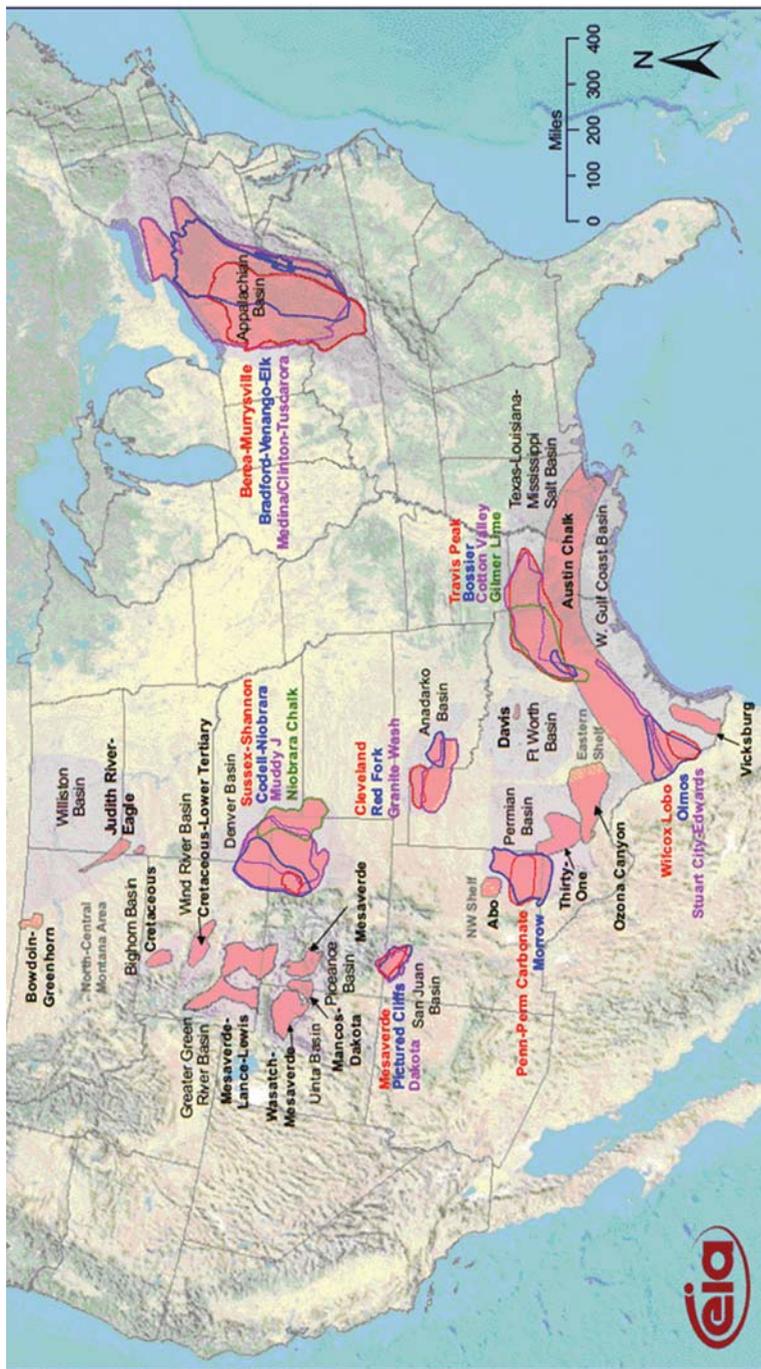
### ***США, Канада***

Плотные газоносные формации в США (рис. 4.16) и Канаде могут содержать, по данным Геологической службы США, около 13 трлн м<sup>3</sup> газа, 3,8 трлн м<sup>3</sup> газа из которых считается экономически извлекаемыми.

Добыча газа из плотных пород в США выросла за 1990-2011 гг. в 2,8 раза (рис. 4.17), его доля в общем объеме добытого газа за тот же период возросла с 11,9% до 26,2%. Однако в последние годы произошло некоторое снижение этих показателей, что было вызвано, главным образом, низкой ценой газа на внутреннем рынке США.

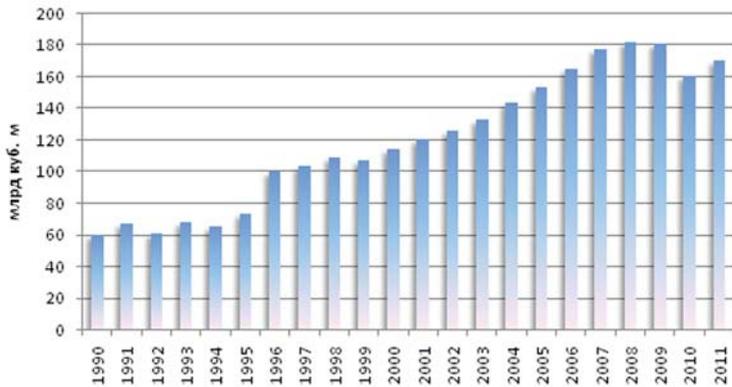
Несмотря на высокие объемы запасов газа из плотных коллекторов, себестоимость его добычи существенно превышает себестоимость добычи сланцевого газа. Тем не менее, Министерство энергетики США ожидает сохранение значительных объемов его добычи в перспективе при некотором снижении удельного веса газа плотных коллекторов в суммарной добыче газа в стране (рис. 4.18).

<sup>29</sup> Государственный доклад «О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2010 году». Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации. Москва, 2011.



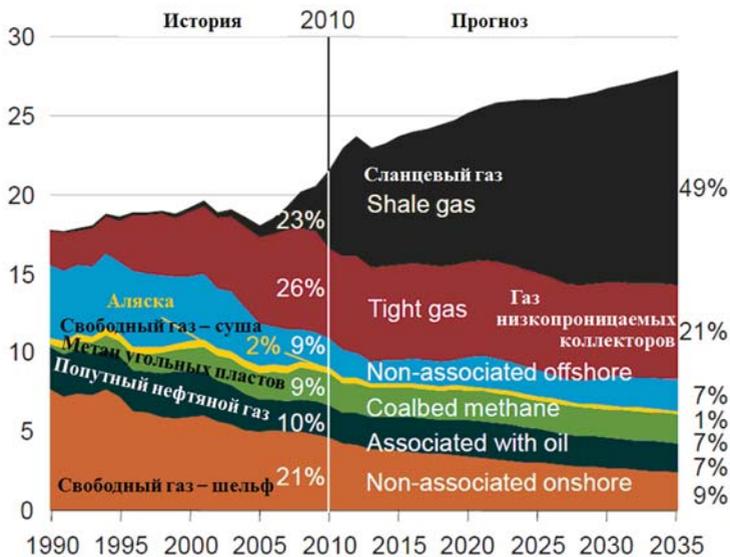
Источник: Управление энергетической информации США.

Рис. 4.16. Месторождения газа плотных пород в США



Источник: Управление энергетической информации США.

Рис. 4.17. Объем добычи газа плотных пород в США



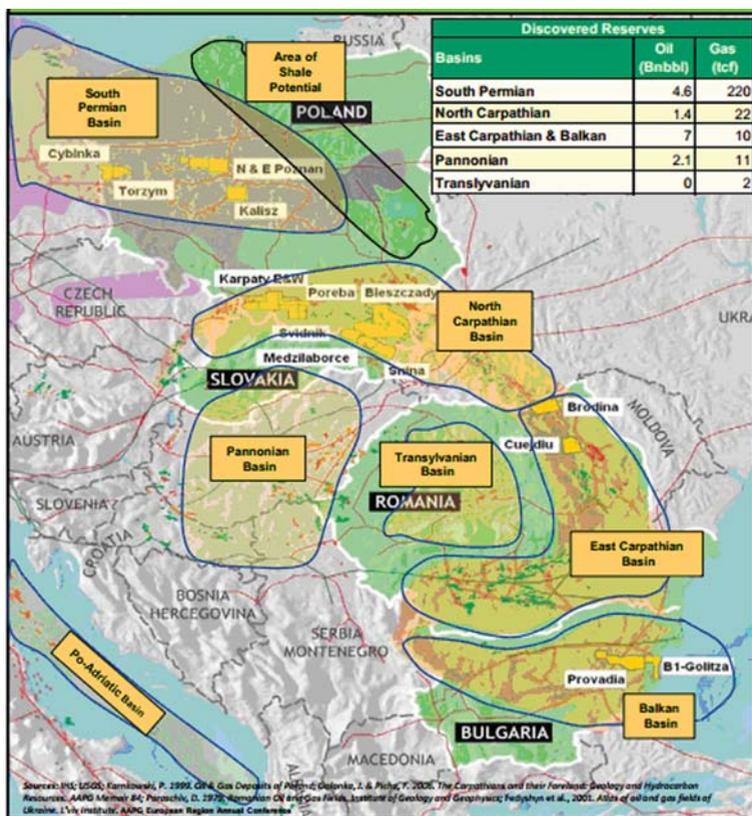
Источник: Annual Energy Outlook 2012.

Рис. 4.18. Прогноз объемов и структуры добычи природного газа в США

## Европа

На сегодняшний день наибольший интерес к добыче газа плотных пород в Европе наблюдается в Польше, Германии (бассейн South Permian), на Украине (главным образом, Северо-Карпатский бассейн), в Венгрии и Словении (бассейн Pannonian) – рис. 4.19. Хотя пока в регионе отсутствует коммерческая добыча этого вида нетрадиционного газа, состояние и результаты ГРП позволяют говорить о возможном начале добычи в небольших объемах уже в краткосрочной перспективе.

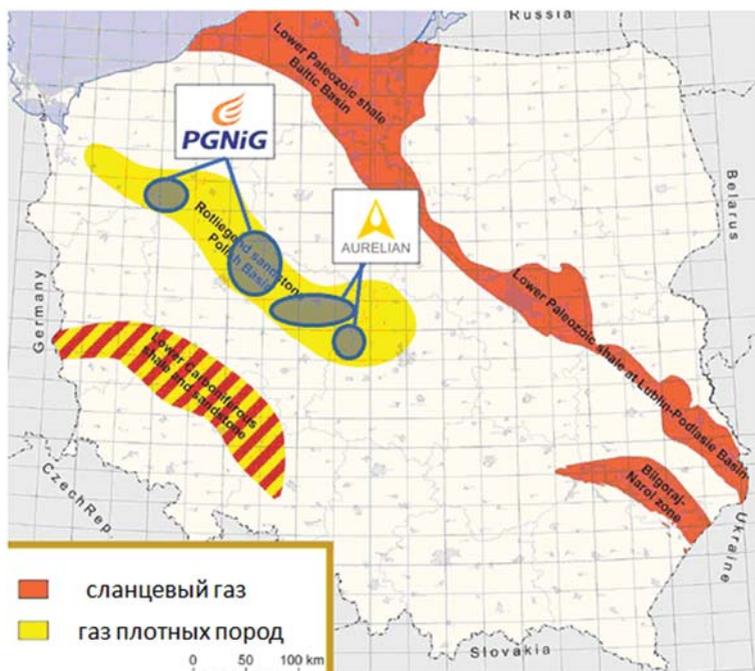
Деятельность по изучению ресурсов нетрадиционного газа наиболее развита в Польше. Активную разведочную деятельность с использованием горизонтального бурения и гидроразрыва пласта



Источник: Aurelian Oil & Gas.

Рис. 4.19. Основные нефтегазоносные бассейны в Центральной и Восточной Европе

ведет компания Aurelian Oil & Gas, уже пробурившая три скважины на газовом месторождении Siekierki в центральной районе Польши (рис. 4.20). Компания планирует получить первые коммерческие объемы газа в конце 2012 г., а в 2016 г. уже добывать газ в объеме 2,8 млн м<sup>3</sup> в день.



Источник: *Shale gas investment guide (Poland), summer 2011.*

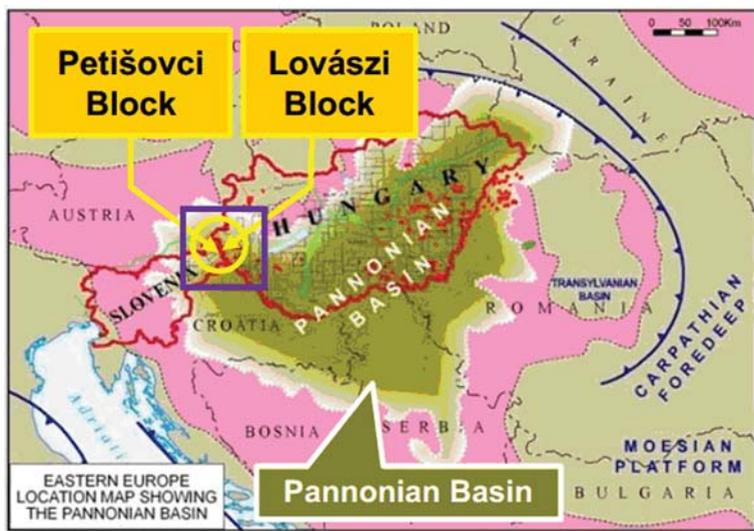
**Рис. 4.20. Бассейны нетрадиционного газа в Польше.**

**Районы наиболее активного разведочного бурения на газ плотных пород компаний Aurelian Oil & Gas и PGNiG**

В своих экономических расчетах Aurelian Oil & Gas ориентируется на цену газа в размере 265 долл./тыс. м<sup>3</sup>. При таком уровне цен ожидается 10%-й уровень чистого дисконтированного дохода.

В 2010 г. Ascent Resources объявила об обнаружении запасов газа в плотных породах на границе Венгрии и Словении – на блоке Petisovci-Lovasz (оценочные геологические запасы – 11,74 млрд м<sup>3</sup>) – рис. 4.21. По состоянию на ноябрь 2011 г. на блоке продолжаются геолого-разведочные работы. Первая тестовая скважина на месторождении Petisovci показала дебит 240 тыс. м<sup>3</sup>/день.

На Украине разведочную деятельность по изучению ресурсов газа плотных пород ведет ЖКХ Oil & Gas. Компания работает на Руднековском месторождении в Полтаве, где ожидается обнаружить значительные объемы этого нетрадиционного газа. В декабре 2010 г. была успешно пробурена и протестирована первая горизонтальная скважина (глубина 4641 м). Скважина имела дебит газа в объеме 230 тыс. м<sup>3</sup> в день с невысоким притоком жидкости.



Источник: Ascent Resources. *Pure European Oil and Gas*, September 2011.

**Рис. 4.21. Расположение ресурсов газа плотных пород на границе Венгрии и Словакии (Petišovci-Lovászi блок бассейна Pannonian)**

Помимо компании ЖКХ Oil & Gas освоением ресурсов газа плотных пород также вероятнее всего в ближайшее время займется и Shell, которая планирует получить право изучения ресурсов в Донецко-Днепровском бассейне.

### ***Ближний Восток и Северная Африка***

Страны региона намерены развивать добычу газа плотных пород для покрытия внутреннего энергетического спроса с целью сохранения традиционных нефтегазовых ресурсов для экспорта. В табл. 4.6 приводятся данные по основным региональным месторождениям газа плотных пород.

Компания ВР занимается изучением газа плотных пород в Омане (месторождения Khazzan и Makarem). Согласно недавним заявлениям компании, решение о начале коммерческой добычи этого не-

традиционного газа будет принято в 2013 году. При этом ожидается, что добыча газа на этих месторождениях достигнет к 2015-2016 гг. уровня 28 млн м<sup>3</sup> в день, а к 2020 г. может составить 57 млн м<sup>3</sup> в день. Заметим, что в Омане имеются и другие месторождения газа плотных пород, например, Abu Tubul в центральной части страны. На этом месторождении планируется получить первые объемы коммерческого газа в первом квартале 2013 года. Ожидаемая добыча на этом месторождении составляет 2,5 млн м<sup>3</sup> в день.

**Таблица 4.6. Крупнейшие месторождения газа плотных пород в странах Ближнего Востока и Северной Африки**

Страна	Месторождение	Расположение	Вид залежи	Свойства залежи	
				пористость, %	проницаемость, мД
<b>Оман</b>	Khazzan and Makarem	Центральная часть страны	Песчаник	7	0,1
<b>Саудовская Аравия</b>	Gawaher	Северо-запад страны	Песчаник	12	>1
	Mushayab		Песчаник	4-6	0,001-0,008
<b>Египет</b>	Obaiyed	Западная пустыня	Песчаник	7-13	0,1-600
	Abu gharadig	Западная пустыня	Песчаник	8,5	0,1-200
<b>Алжир</b>	Tiguentourine	Юго-запад страны	Песчаник	20,1	<1
	Krochba	Юго-запад страны	Песчаник	8,5	<1
	In Salah	Юго-запад страны	Песчаник	10	–
<b>Ирак</b>	Akkas	Северо-запад страны	Песчаник	7,6	0,13
<b>Иордания</b>	Risha	Северо-восток страны	Глинистый песчаник	3-7	менее 0,124
<b>Сирия</b>	Arak		Пластовый глинистый песчаник	13	>1

В отличие от других стран региона, в Иордании отсутствуют значительные ресурсы традиционного природного газа и нефти. Однако в данный момент на территории страны (месторождение Risha,

рис. 4.22) компанией ВР ведутся разведочные работы по изучению газа плотных пород. Ожидается, что возможный уровень добычи составит 8,5-28,3 млн м<sup>3</sup> в день.



Источник: *GeoExpo, Rasoul Sorkhabi, Paleozoic Tight Gas Plays in Jordan, Issue 1, Volume 7, 2010.*

**Рис. 4.22. Месторождения, содержащие газ плотных пород: Risha (Иордания), Akkas (Ирак)**

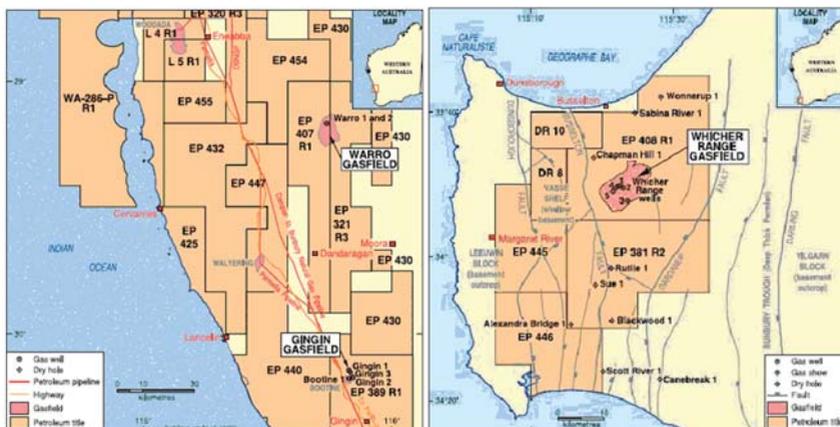
В Саудовской Аравии изучением ресурсов газа плотных пород занимается компания Saudi Aramco. Наиболее приоритетным месторождением для добычи газа плотных пород является Gawaher, расположенное в северо-западной части страны. Ресурсы газа расположены относительно неглубоко, кроме того месторождение находится вблизи потенциальных источников потребления. Однако основным фактором, препятствующим началу коммерческой добычи газа плотных пород в стране, является его относительно высокая себестоимость, что на фоне более низких рыночных цен на газ пока делает добычу нерентабельной. В Саудовской Аравии государством установлена цена на газ для внутреннего потребления на уровне 0,75 долл. за млн БТЕ. Себестоимость добычи газа плотных пород в стране значительно выше (ориентировочно более 5 долл. за млн БТЕ), чем текущая цена на внутреннем рынке. Заметим, что эта цена даже ниже себестоимости производства нетрадиционного газа в Северной Америке, где его добыча на сегодняшний день является одной из самых низкокзатратных в мире.

Подобная ситуация характерна и для некоторых других стран региона. Поэтому в регионе, и в частности в Саудовской Аравии, перспективы начала добычи газа плотных пород во многом будут зависеть от государственной политики в области внутреннего ценообразования на газ.

## Австралия

Значительные ресурсы газа плотных пород расположены в юго-западной и средне-западной части Западной Австралии и в юго-восточной части страны. До недавнего времени они считались неприемлемыми для добычи как с экономической, так и с технической точек зрения. Однако на сегодняшний день ресурсы легко извлекаемого традиционного газа в Австралии стремительно сокращаются, что создает предпосылки развитию добычи газа плотных пород.

Несколько крупных месторождений имеется в нефтегазоносном бассейне Перт (Perth) (рис. 4.23), обладающем ресурсами в общей сложности около 283 млрд м<sup>3</sup>. Три наиболее изученных месторождения: Whicher Range, Warro и Gingin.



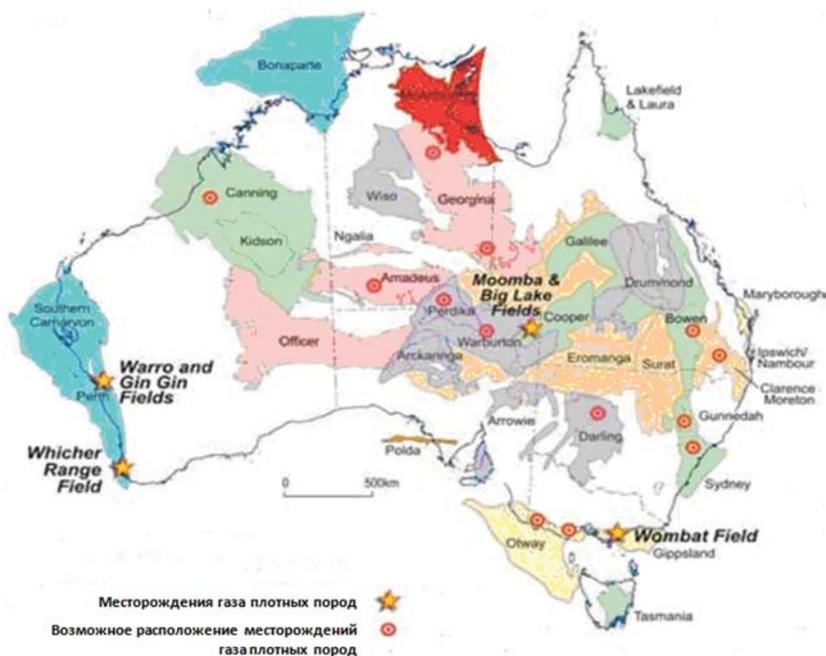
Источник: Latent Petroleum, Media Statements, <http://www.latentpet.com/project.asp>.

**Рис. 4.23.** Расположение месторождений газа плотных пород Warro, Gingin и Whicher Range в нефтегазоносном бассейне Perth в Австралии

Наиболее близким к началу коммерческой добычи является месторождение Warro, ресурсы которого составляют порядка 141 млрд м<sup>3</sup> газа плотных пород, расположенных на глубине около 4 тыс. м. Пер-

вые две скважины на этом месторождении, пробуренные компанией Latent Petroleum в мае 2009 г., показали дебит 60 тыс. и 65 тыс. м<sup>3</sup> в день, а объем извлекаемой жидкости – 1565 и 750 баррелей в день, соответственно. В целом приток газа сопровождается притоком большого количества воды, что оттягивает начало коммерческой добычи.

Помимо указанных выше месторождений, газ плотных пород выявлен в двух других нефтегазоносных бассейнах: Cooper и Onshore Gippsland. Имеются достаточно много районов возможного распространения этого вида нетрадиционного газа (рис. 4.24). При существенном распространении месторождений газа плотных пород в Австралии, пока развитию коммерческой добычи препятствуют различные факторы, прежде всего – низкий дебит на фоне значительного притока жидкости. Началу процесса добычи будет способствовать, прежде всего, процесс падения добычи на месторождениях традиционного газа. Так, компания Santos, разрабатывающая газовое месторождение Moomba (бассейн Cooper) планирует в перспективе начать замещать сокращение добычи традиционного газа наращиванием



Источник: Latent Petroleum, Media Statements, <http://www.latentpet.com/project.asp>.

Рис. 4.24. Районы распространения месторождений газа плотных пород (выявленные и возможные)

добычи газа плотных пород, ресурсы которого на этом месторождении достаточно велики.

Начало успешной добычи в стране возможно в случае развития и освоения новых технологий разработки подобных месторождений нетрадиционного газа, наличие необходимой инфраструктуры и трубопроводов. Инфраструктурный фактор во многом способствует развитию добычи газа плотных пород в стране. Так, месторождения бассейна Perth располагаются на относительно небольшом расстоянии от действующих трубопроводов.

Предварительная оценка себестоимости добычи газа плотных пород на примере месторождения Warro говорит о достаточно неплохих его характеристиках. Заметим, что аналогом месторождению Warro является месторождение Jonah Field в США<sup>30</sup>, имеющего хорошие показатели добычи газа из плотных пород (около 18,7 млн м<sup>3</sup> в день). При этом исследования показали, что австралийское месторождение Warro имеет лучшие характеристики для разработки: эффективная толщина пласта больше и составляет порядка 200 м, более высокая проницаемость и газонасыщенность (60-75%), структура пласта лучше подходит для гидроразрыва.

Ниже приводится оценка чистого дисконтированного дохода (ЧДД), рассчитанного компанией Transerv Energy, которая планирует начать коммерческую добычу на месторождении Warro (табл. 4.7). Заметим, что в обоих сценариях реализации проекта по добыче газа плотных пород заложен показатель ЧДД на уровне 10%. При этом два этих сценария отличаются ценами на газ, стоимостью скважины и другими параметрами.

В случае наиболее негативного – консервативного сценария при цене 268 долл./тыс. м<sup>3</sup> компания планирует получить положительный ЧДД. Отметим, что текущие рыночные цены в Западной Австралии по долгосрочным контрактам составляют порядка 300 долл./тыс. м<sup>3</sup>, а по краткосрочным контрактам несколько выше. Другими словами, с точки зрения себестоимости, газ на месторождении Warro является вполне конкурентоспособным. Если же говорить о других месторождениях газа плотных пород, то геологические условия во многом схожи с месторождением Warro, однако недостаточные объемы разведочных работ пока не позволяют более точно оценить экономический аспект добычи.

---

<sup>30</sup> К такому выводу пришла американская компания Schlumberger, проводившая исследование месторождения Warro в 2007 году.

**Таблица 4.7. Реализации компанией Transero Energy проекта по добыче газа плотных пород на месторождении Warro в Западной Австралии**

<b>Консервативный сценарий, ЧДД 10% (около 1 млрд долл.)</b>	<b>Реалистичный сценарий, ЧДД 10% (около 2,1 млрд долл.)</b>
Цена добытого газа <sup>31</sup> : <b>268 долл./тыс. м<sup>3</sup>(7 долл./ГДж)</b>	Цена добытого газа: <b>306 долл./тыс. м<sup>3</sup>(8 долл./ГДж)</b>
Цена одной скважины: <b>8,3 млн долл.</b>	Цена одной скважины: <b>7,5 млн долл.</b>
Начальный дебит одной скважины: <b>104 тыс. м<sup>3</sup>/день, 119 млн м<sup>3</sup> общей добычи</b>	Начальный дебит одной скважины: <b>131 тыс. м<sup>3</sup>/день 170 млн м<sup>3</sup> общей добычи</b>
Пиковый уровень добычи: <b>2,6 млн м<sup>3</sup>/день</b>	Пиковый уровень добычи: <b>3,9 млн м<sup>3</sup> /день</b>
Общий объем извлеченного газа: <b>32,3 млрд м<sup>3</sup></b>	Общий объем извлеченного газа: <b>59,7 млрд м<sup>3</sup></b>

Источник: Transero Energy, 2012.

## **Китай**

По последней оценке Министерства земельных и природных ресурсов КНР (Минприроды КНР), прогнозные запасы газа в плотных коллекторах на территории Китая, как уже было отмечено в разделе 3.3, составляют 11,95 трлн м<sup>3</sup>. В 2010 г. мощности по добыче газа из плотных коллекторов достигли 40 млрд м<sup>3</sup>, а добыча превысила 30 млрд м<sup>3</sup>, т.е. составила 16,7% от общей добычи в стране. Коэффициент газоотдачи на подобных месторождениях не достигает 50%, в то время как средний коэффициент для месторождений традиционного типа превышает 70%. Площадь крупнейшего месторождения в плотных коллекторах – Сулигэ в Ордосском бассейне – достигает 40 тыс. км<sup>2</sup>, прогнозные запасы оцениваются в 4 млрд м<sup>3</sup>, разведанные запасы составляют всего 15%. На месторождении Сюйцзяхэ в Сычуаньском бассейне прогнозные запасы составляют 3,36 трлн м<sup>3</sup>, доля разведанных запасов – только 12%. Перспективы наращивания добычи газа из плотных коллекторов таковы: 2015 г. – 50 млрд м<sup>3</sup>, 2020 г. – 100 млрд м<sup>3</sup>, 2030 г. – 150 млрд м<sup>3</sup>.

<sup>31</sup> Единицы переведены из ГДж в м<sup>3</sup> в соотношении 1 ГДж=26,136 м<sup>3</sup> газа.

Благодаря многолетнему опыту в Китае разработана научная и технологическая система добычи газа из плотных коллекторов, включающая методы поисков, разведки и подсчета запасов сложно-построенных литологических и стратиграфических залежей, а также методы разработки, включая бурение кустов скважин, строительство горизонтальных скважин, технологии стимуляции притока.

Что касается **России**, то вопросы оценки ресурсов газа в низкопроницаемых коллекторах осадочных бассейнов страны и перспективы их промышленного освоения детально рассмотрены в работах специалистов ООО «Газпром ВНИИГАЗ», например, Скоробогатова В.А., Кузьмина Л.С. и Салиной Л.С., Якушева В.С., Перловой Е.В., Истомина В.А. и других, к которым мы и адресуем читателя.

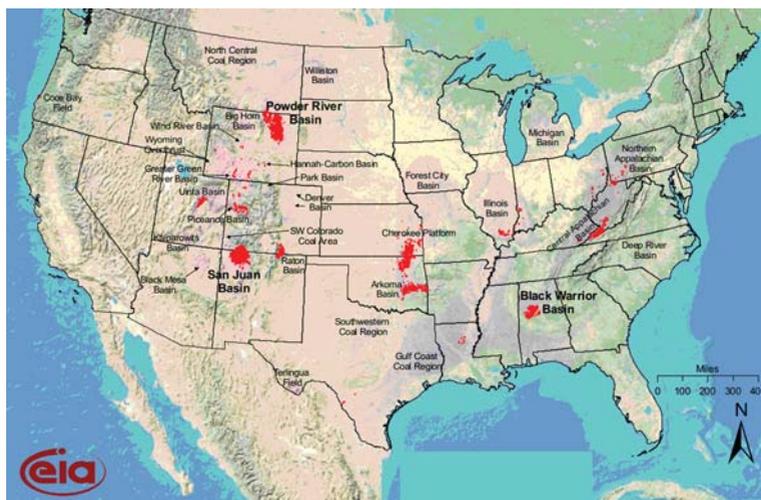
### 4.3. УГОЛЬНЫЙ МЕТАН

На сегодняшний день лишь немногие страны серьезно занимаются развитием добычи угольного метана. Лидерами уже многие годы остаются США и Австралия, крупными производителями также являются Канада, КНР и Индия. В большинстве угледобывающих стран используется до 70-100% метана, добытого при дегазации угольных толщ (США, Германия и др.), причем в некоторых странах ведется самостоятельная добыча метана поверхностными скважинами без добычи угля: США – около 50 млрд м<sup>3</sup>/год (главным образом в Аппалачах), Китай – 5 млрд м<sup>3</sup>/год и ряд других. В России потенциал этого вида нетрадиционного газа велик, в последние годы интерес к нему значительно возрос: промышленная добыча угольного метана начала в последние годы развиваться в Кемеровской области (в 2011 г. были введены в эксплуатацию первые в России модульные электростанции, работающие на угольном метане).

Основными факторами, препятствующими развитию добычи угольного метана в мире, являются операционные проблемы и риски (технологически сложное бурение, дефицит буровых установок и нехватка квалифицированного персонала). Кроме того, в ряде стран важную роль играют инфраструктурные ограничения (недостаточная пропускная способность газопроводов, емкость газохранилищ и экспортных терминалов). К экономическим рискам следует отнести низкое содержание жидких фракций в газе, что снижает рентабельность добычи, искусственно низкие или контролируемые цены на природный газ в ряде стран, экологические риски и ряд других. К тому же перспективы добычи угольного газа во многом определяются практикой государственного регулирования, которая не во всех странах реализуется на должном уровне.

## США

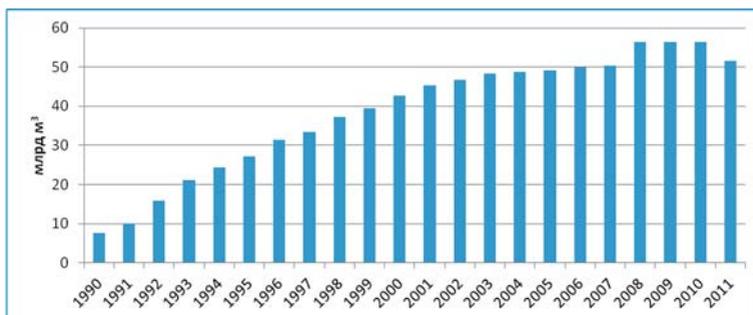
В США выделяют 5 крупнейших и ряд более мелких бассейнов угольного метана (рис. 4.25). Бассейн **Сан Хуан** (San Juan) располагается в штатах Юта, Колорадо и Нью Мексико, занимая площадь 19,3 км<sup>2</sup>. Основной объем газа сосредоточен в угольной формации Фрутлэнд. Толщина газовых пластов в угольном бассейне колеблется от 6 до 12 метров. Глубина скважин достигает от 0,16 до 1,2 км. Данный бассейн является самым производительным в Северной Америке. Бассейн **Блэк Ворриор** (Black Warrior) является самым южным бассейном в составе более крупного Аппалачинского угольного бассейна. Площадь бассейна составляет 65 тыс. км<sup>2</sup> в Алабаме и Миссисипи. Глубина залегания угольных пластов составляет от 105 до 760 метров. Бассейн **Пайсьенс** (Piceance) располагается в северо-западной части Колорадо, занимая площадь примерно 18,7 км<sup>2</sup>. Глубина залегания продуктивного слоя составляет от 600 м до 2 км. Две трети площади бассейна находится на глубине свыше 1,5 км. Бассейн **Уинта** (Uinta) площадью около 37,5 км<sup>2</sup> располагается в пределах штата Юта. Глубина залегания продуктивного пласта составляет от 300 м до 2,1 км. Бассейн **Паудер Ривер** (Powder River) находится в северо-восточном штате Вайоминг, его площадь 66,8 тыс. км<sup>2</sup>. Залегание продуктивного пласта в данном регионе варьируется от 130 м до 2 км.



Источник: МЭА.

Рис. 4.25. Распределение ресурсов угольного метана в США

Динамика добычи угольного метана, представленная на рис. 4.26, говорит о продолжении стагнации в добыче, начавшейся после 2002 года. Всего в период с 1990 г. по настоящее время добыча метана угольных пластов в США выросла в 6,7 раз, однако максимальный прирост в добыче газа наблюдался в 1990-е годы.



Источник: МЭА.

Рис. 4.26. Динамика добычи угольного метана в США в 1990-2011 гг.

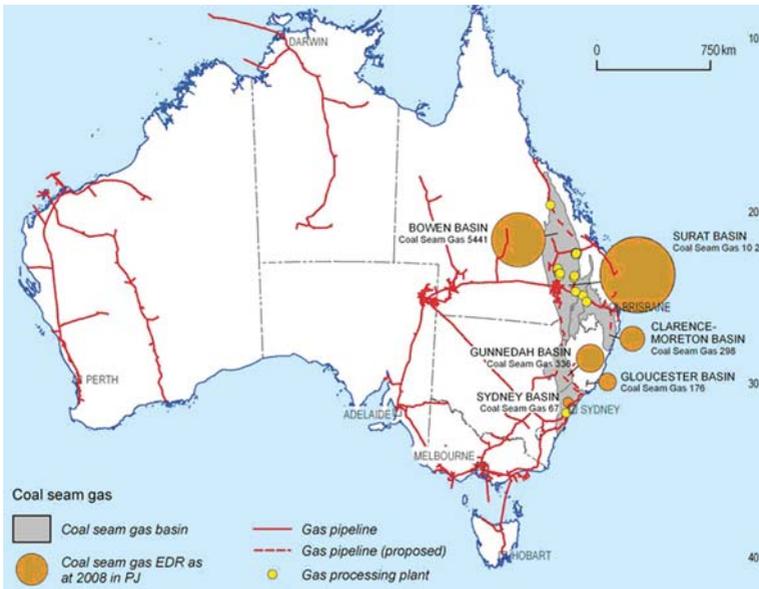
При этом добыча метана угольных пластов является наиболее дорогостоящей среди остальных видов нетрадиционного газа, что при сохранении низких цен на газ в США делает его добычу неперспективной.

Согласно последним прогнозам (Annual Energy Outlook 2012), к 2035 г. удельный вес метана угольных пластов в суммарной добыче газа в стране снизится до 7% против 9% в 2010 г. (см. рис. 4.18).

### **Австралия**

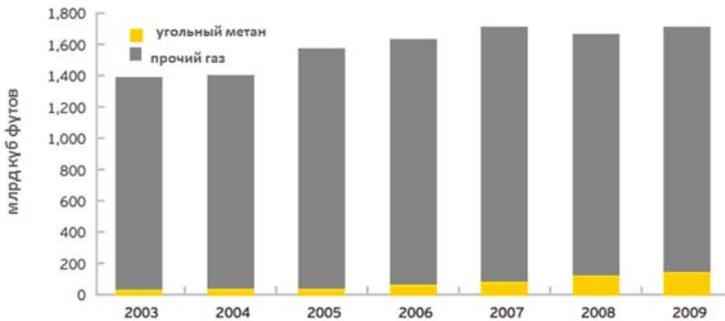
В Австралии использование термина «угольный метан» имеет свою специфику. Во-первых, в стране выделяют газ угольных пластов (coal seam gas), ресурсы которого расположены преимущественно в штате Квинсленд; во-вторых, это метан угольных пластов (coal seam methane), ресурсы которого расположены в Новом Южном Уэльсе, в Южной Австралии и в Западной Австралии. Большая часть ресурсов угольного метана располагается на востоке страны (рис. 4.27).

Коммерческая добыча газа угольных пластов началась в Австралии в 1996 г. в бассейне Bowen (юг страны, штат Квинсленд). С этой даты добыча этого вида газа стремительно возрастает, особенно резкий рост наблюдался в 2000-е. За семь лет, с 2002 г. по 2009 г., доля угольного метана в общем объеме добываемого природного газа возросла с 2 до 9% (рис. 4.28), при этом 96% приходилось на штат



Источник: Geosciences Australia, Energy Maps - <http://www.ga.gov.au/cedda/maps/11>.

**Рис. 4.27. Важнейшие бассейны и объемы ресурсов угольного метана в Австралии**



Источник: Сланцевый газ в Европе: революция или эволюция. «Эрнст энд Янг», 2012 по данным Australian Department of Energy; Energy in Australia 2010, Australian Government, Department of Resources Energy and Tourism, April 2010.

**Рис. 4.28. Доля добычи угольного метана в общем объеме добываемого природного газа в Австралии**

Квинсленд. Газ угольный пластов на сегодняшний день стал неотъемлемой частью газового сектора страны.

Происходит и процесс наращивания ресурсного потенциала этого вида нетрадиционного газа, главным образом за счет продолжения изучения бассейнов Bowen и Surat в штате Квинсленд. Кроме того в штате Новый Южный Уэльс значительные ресурсы были обнаружены в бассейнах Sydney, Gunnedah, Clarence-Moreton и Gloucester. При этом уже активно ведутся (или планируются в ближайшей перспективе) разведочные работы по изучению ресурсов газа угольных пластов и на других бассейнах страны: Galilee, Arckaringa, Perth, Pedirka.

Основным драйвером начала стремительной добычи газа угольных пластов стало принятие в 2000 г. австралийскими властями решения производить 13% электроэнергии за счет природного газа. Затем планка была повышена до 15% к 2010 г. и до 18% к 2020 году. С 2015 г. ожидается, что экспорт газа, полученного из угольных пластов, должен также стать важнейшим фактором дальнейшего наращивания его добычи.

Добыча газа из угольных пластов становится в Австралии все более экономически выгодной. Это во многом происходит на фоне текущей тенденции усложнения и, как следствие, увеличения затрат на добычу традиционного газа в стране и возрастания интереса к другим более дорогостоящим видам нетрадиционного газа (сланцевый газ, газ плотных пород). Угольные пласты, в которых располагается природный газ, расположены относительно неглубоко, большинство добывающих скважин вертикальные, что положительно сказывается на расходах добывающих компаний.

Так, средняя стоимость скважины для добычи газа угольных пластов в Австралии оценивается<sup>32</sup> в 500 тыс. долл., что в разы меньше проводки, например, горизонтальных скважин для добычи сланцевого газа. Затраты на добычу газа угольных пластов в Австралии составляют от 2 до 4 долл./ГДж, а оценки затрат на добычу сланцевого газа – от 5 до 7 долл./ГДж. При этом цены на внутреннем газовом рынке находятся в районе 3-4 долл./ГДж в восточной части страны и около 7 долл./ГДж в Западной Австралии. На этом фоне можно предположить, что в перспективе угольный метан в целом будет выглядеть более конкурентоспособным газом, чем сланцевый или газ плотных пород. Хотя следует отметить специфику газового рынка Австралии: для него характерна высокая доля дифференциации (как по видам добываемого природного газа, так

<sup>32</sup> Согласно оценкам австралийской энергетической консалтинговой компании ACIL Tasman на 2010 год.

и по ценовой конъюнктуре) в зависимости от того или иного штата или части страны. Если в одних штатах распространение получает добыча угольного метана, в других сохраняется высокая роль традиционного газа, в третьих развивается добыча сланцевого газа и газа плотных пород.

## ***Китай***

Добыча метана угольных пластов (МУП) в Китае началась около 30 лет назад (в 1980-е гг.), однако по ряду причин, связанных с недостаточным финансированием, отсутствием технологического опыта, а также государственного стимулирования, эта отрасль развивалась медленно. Меры, принятые в последние годы, включая выделение субсидий на добычу МУП в размере 0,2 юаня/м<sup>3</sup> и на выработку электроэнергии с использованием МУП в размере 1,25 юаней/кВт·ч, привели к активизации работ.

Согласно последней оценке Минприроды КНР, прогнозные геологические запасы МУП на глубине до 2000 м составляют 36,81 трлн м<sup>3</sup>, прогнозные запасы на глубине до 1500 м – 10,87 трлн м<sup>3</sup>. Ресурсы МУП распространены по всей территории страны, однако основная часть сконцентрирована в западных и центральных районах<sup>33</sup>.

В девяти бассейнах (углегазоносных районах) прогнозные запасы МУП превышают 1 трлн м<sup>3</sup> в каждом. Наиболее перспективными являются Ордосский, Циньшуй, Джунгарский, Эрлян, Турфан – Хамийский, и Хайларский бассейны (табл. 4. 8)<sup>34</sup>.

По состоянию на конец 2010 г. разведанные запасы МУП составили 273,4 млрд м<sup>3</sup>, то есть примерно 0,7 % от прогнозных, извлекаемые запасы – 104 млрд м<sup>3</sup>, в том числе компании CNPC – 80,9 млрд м<sup>3</sup> и компании Sinorec – 23,4 млрд м<sup>3</sup> [4]. Запасы подготовлены, в основном, в Ордосском и Циньшуйском (провинция Шаньси) бассейнах.

Прирост разведанных геологических запасов МУП за 2006-2010 гг. составил 198 млрд м<sup>3</sup>.

По состоянию на конец 2009 г. в Китае было выдано свыше 100 лицензий на проведение поисково-разведочных работ (ППР) и 7

<sup>33</sup> Согласно China's Coalbed Methane Resources Evaluation Report – 2000, на начало 2000-х гг. в центральных районах Китая сосредоточено 63,81% всех ресурсов МУП страны, в западных – 25,4% и в восточных – 10,79%. Всего в тот период прогнозные геологические ресурсы МУП оценивались в 31,4 трлн м<sup>3</sup>, из которых почти 46% (14,37 трлн м<sup>3</sup>) приходилось всего на два бассейна – Ордосский и Циньшуй.

<sup>34</sup> В разных источниках приводятся различные данные о величине геологических ресурсов и разведанных запасов МУП по отдельным бассейнам и углегазоносным районам Китая. Выявить причины расхождений на данном этапе исследования не представляется возможным, поэтому далее по тексту приводятся те данные, которые содержатся в соответствующих исходных материалах.

лицензий – на добычу МУП. При этом Минприроды рассматривало возможность введения в Китае рынка и рыночного оборота лицензий на ПРР и добычу полезных ископаемых.

**Таблица 4.8. Характеристика основных углегазоносных районов Китая**

Углегазоносные районы	Возраст углей	Суммарные ресурсы, трлн м <sup>3</sup>		Плотность ресурсов на начало 2000-х гг., трлн м <sup>3</sup> /км <sup>2</sup>
		на начало 2000-х гг.	на начало 2010 г.	
Ордосский	Карбон-Пермь, Юра	8,85	9,8	...
в том числе: северная часть	Карбон-Пермь, Юра	5,58	...	1,09
восточная часть	Карбон-Пермь	2,0	...	1,22
западная часть	Верхняя и средняя Юра	1,27	...	0,63
Циньшуй	Карбон-Пермь	5,52	4,0	2,01
Турфан-Хамийский	Верхняя и средняя Юра	2,63	2,1	1,51
Хайларский	Нижняя Пермь	1,51	1,6	1,7
Джунгарский	Верхняя и средняя Юра	1,45	3,8	0,74
Илийский	...	...	1,4	...
Эрляньский	Верхняя и средняя Юра	1,22	2,0	1,21
Гуанси-Гуйчжоу-Юньнаньский	Нижняя Пермь	1,04	3,5	0,33

*Источник: Масепенанов А.М., Ковтун В.В. Метан угольных пластов в газовом балансе КНР: состояние и перспективы.*

Создано 18 опытных промыслов по добыче МУП, на семи из них ведется промышленная добыча. Общее число скважин для добычи МУП достигло 5500 суммарной мощностью 3,1 млрд м<sup>3</sup> газа в год. В 11-й пятилетке (2006 – 2010 гг.) в бассейне Циньшуй и в восточной части Ордосского бассейна (провинция Шэньси, автономный

район Внутренняя Монголия) начата промышленная добыча МУП. Построены трубопроводы для транспорта МУП Дуаньши – Боай и Дуаньши – Циньшуй. Дочернее подразделение СНРС, Хуабэйская нефтегазодобывающая компания, с момента начала добычи в 2009 г. поставила в газопровод «Запад-Восток-1» со своего промысла в бассейне Циньшуй до 900 млн м<sup>3</sup> метана угольных пластов. В 2010 г. добыча МУП составила около 2 млрд м<sup>3</sup> (по другим данным – 1,5 млрд м<sup>3</sup>, в том числе товарного газа – 1,2 млрд м<sup>3</sup>). Себестоимость добычи МУП в Китае в среднем составляет около 1 юаня/м<sup>3</sup>, что существенно ниже цены газа, импортируемого из Туркмении (2,2 – 2,6 юаней/м<sup>3</sup> на границе Китая) и ввозимого в страну СПГ (цена CIF достигает 4 – 6 юаней/м<sup>3</sup>). Крупнейшим производителем МУП в 2010 г. стала угольная компания «Цзиньчэн» из провинции Шаньси, добывшая составила 1,573 млрд м<sup>3</sup>. Коэффициент использования МУП составил 64,4%.

В 2011 г. дочернее подразделение компании Petro China, Синьцзянская нефтегазодобывающая компания, и австралийская компания Dart Energy Ltd. начали бурение скважин для разведки и добычи метана угольных пластов в Джунгарском бассейне Синьцзян-Уйгурского автономного района.

Китай придает большое значение технологическим исследованиям в области добычи МУП. В стране были созданы «Национальный научно-технический центр контроля шахтного газа» и «Национальный научно-технический центр метана угольных пластов», был основан ряд специализированных подразделений в компаниях и научных организациях.

Практически до конца прошлой пятилетки исключительное право на международное сотрудничество (на сотрудничество с иностранными фирмами в области разведки и добычи МУП) имела лишь Китайская объединенная компания по добыче МУП – КОКМУП (China United Coal bed Methane Corporation – CUCBM)<sup>35</sup>. По состоянию на конец 2003 г. эта компания заключила около 20 соглашений о сотрудничестве по освоению МУП с различными американскими компаниями, такими как Техасо (позднее вошедшую в ChevronTexaco), Phillips (позднее вошедшую в ConocoPhillips) Arco (позднее во-

<sup>35</sup> Образована в 1996 г. министерствами геологии, нефтяной и угольной промышленности КНР для освоения зарубежного опыта и развития добычи МУП в Китае. До 2009 г. акционерами КОКМУП являлись Китайская угольная корпорация и компания ПетроЧайна, которые имели по 50% акций. В апреле 2009 г. 50% акций, принадлежавшие ПетроЧайна, были переданы Китайской угольной корпорации, в начале 2010 г. 50% акций КОКМУП получила КННМК.

шедшую в BP-Amoco), Saba (позднее замененную на Greca), Virgin, Fareast, Sino-US Energy Gladstone и др. Общая площадь совместных проектов с ними составляла 32 392,5 км<sup>2</sup>, ресурсы МУП на которых оценивались в 3,8 трлн м<sup>3</sup>. Суммарные зарубежные инвестиции в эти проекты составили 89,47 млн долл. США. На этих площадях было пробурено 57 скважин.

К настоящему моменту КОКМУП имеет лицензии на 27 блоков, общая площадь которых составляет 20,151 тыс. км<sup>2</sup> с разведанными запасами в объеме 50 млрд м<sup>3</sup>, в том числе 14 блоков (15,915 тыс. км<sup>2</sup>), предназначенных для сотрудничества с зарубежными партнерами.

В последние годы помимо КОКМУП право на сотрудничество с иностранными фирмами в области разведки и добычи МУП получили еще три компании. Разработана система стандартов в области разведки и добычи МУП. Канцелярия Госсовета КНР опубликовала «Рекомендации по ускорению добычи и использованию метана угольных пластов (метана угольных шахт)» (№ 2006/47). Были опубликованы документы по уменьшению налогов и освобождению от уплаты налогов предприятий, осуществляющих использование МУП, по компенсациям за добычу МУП и использование МУП для выработки электроэнергии. Как уже было отмечено выше, размер компенсаций за добычу МУП составил 0,2 юаня/м<sup>3</sup>, накопленный объем компенсаций за 11 пятилетку достиг 720 млн юаней.

Угольный метан используется, главным образом, на местных рынках, в основном бытовыми и промышленными потребителями и для производства электроэнергии. За последнее время сфера использования МУП расширялась. Число потребителей МУП в жилом секторе превысило 1,89 млн. Количество автомобилей, использующих МУП в качестве топлива, достигло 6000. Суммарная мощность энергоблоков, работающих на МУП, превысила 750 тыс. кВт.

В декабре 2011 г. ГИУ КНР при Государственном комитете по делам развития и реформ КНР опубликован «План развития добычи и использования метана угольных пластов и метана угольных шахт в 12 пятилетке». Этим Планом предусматривается, что в 2015 г. суммарная добыча МУП и метана угольных шахт (МУШ) достигнет 30 млрд м<sup>3</sup>. Добыча МУП из скважин составит 16 млрд м<sup>3</sup> (этот газ, в основном, будет полностью использован). Дренаж МУШ достигнет 14 млрд м<sup>3</sup>, коэффициент использования превысит 60%. Суммарная мощность энергоблоков, использующих МУП, увеличится до 2,86 млн кВт. Количество домовладений, потребляющих МУП, превысит 3,2 млн.

В период 12-й пятилетки разведанные геологические запасы МУП вырастут на 1 трлн м<sup>3</sup>. Будут созданы две промышленные базы добычи МУП, расположенные в бассейне Циньшуй и в восточной части Ордосского бассейна. Наряду с этими бассейнами масштабные поисково-разведочные работы планируется провести в провинциях Аньхой, Хэнань, Сычуань, Гуйчжоу, Ганьсу, в Синьцзян-Уйгурском автономном районе (СУАР). Поставлена задача добиться прорыва в разведке МУП в низкокачественных углях СУАР (Джунгарский бассейн и др.). Будет ускорена работа по разведке 22 площадей, расположенных в уездах Шинаньчжуан и Люлинь провинции Шаньси, а также в уезде Ханьчэн провинции Шэньси.

Основные объемы добычи в 12-й пятилетке обеспечит бассейн Циньшуй. В течение пятилетки объем инвестиций в проекты МУП составит здесь 37,8 млрд юаней. К 2015 г. добычные мощности достигнут 13 млрд м<sup>3</sup>, добыча – 10,4 млрд м<sup>3</sup>.

В районах восточной части Ордосского бассейна, где будет создана вторая база добычи МУП, в 12-й пятилетке в проекты МУП будет инвестировано 20,3 млрд юаней. К 2015 г. добычные мощности составят здесь 5,7 млрд м<sup>3</sup>, уровень добычи достигнет 5 млрд м<sup>3</sup> в год.

В течение пятилетки планируется также реализовать проекты добычи МУП Фусинь и Тефа в провинции Ляонин. Будет начата опытно-промышленная добыча на площадях Цзяоцзо и Пиндиншань в провинции Хэнань, на площади Чжицзи-Аньшунь в провинции Гуйчжоу. Общие инвестиции в эти проекты составят 2,3 млрд юаней. К 2015 г. добычные мощности этих проектов достигнут 900 млн м<sup>3</sup>, добыча – 600 млн м<sup>3</sup>.

Метан угольных пластов, в основном, будет потребляться в районах добычи или транспортироваться на небольшие расстояния. К 2015 г. будут построены трубопроводы для МУП и МУШ общей протяженностью 5070 км, в том числе в бассейне Циньшуй, в восточной части Ордосского бассейна и северной части провинции Хэнань будет построено 13 трубопроводов для перекачки МУП общей протяженностью 2054 км и проектной пропускной способностью 12 млрд м<sup>3</sup>. Часть МУП будет транспортироваться в виде СПГ и сжатого газа (КПГ). Основные сферы использования МУП – жилищно-коммунальный сектор, автотранспорт, распределенная энергетика. В частности, установленная мощность для выработки электроэнергии с использованием МУП достигнет 3 млн кВт.

Планируется также, что добыча МУП достигнет в 2020 г. 30 млрд м<sup>3</sup>, а в 2030 г. – 40-50 млрд м<sup>3</sup>.

В то же время, в сфере освоения и использования ресурсов МУП продолжает существовать ряд серьезных проблем, в результате чего Плановое задание по добыче МУП в 11-й пятилетке не было выполнено. Основные из этих проблем сводятся к следующему.

Поисково-разведочные работы на МУП сопряжены с высокими рисками, требуют больших инвестиций, характеризуются длительными сроками окупаемости. Реальные объемы инвестиций в поисково-разведочные работы низки.

Условия для добычи МУП сложны. Большинство районов характеризуется низкими пластовым давлением, проницаемостью и газонасыщенностью. Перспективные участки, за исключением бассейна Циньшуй и восточной части Ордосского бассейна, сложны для организации промышленной добычи МУП.

Недостаточно развиты технологии. Существующие методы разведки и добычи плохо применимы к районам со сложными геологическими условиями. Оборудование для бурения скважин и проведения гидроразрыва имеет низкий технический уровень. Требуется разработка технологий добычи МУП из низкокачественных углей, а также технологий дренажа метана в низкопроницаемых породах.

Небольшая мощность и разбросанность энергоблоков, работающих на МУП, создают проблемы в проведении политики стимулирования их работы на МУП. Медленно разрабатываются стандарты и нормативные правила. Экономическая эффективность добычи и использования МУП остается низкой, действующие нормы компенсации недостаточны. Высокая себестоимость и большой объем инвестиций требуют большей налоговой поддержки.

Медленно совершенствуется организация работ. МУП и уголь являются сингенетичными полезными ископаемыми, залегающими на одном участке. Между тем в течение длительного времени существовало раздельное лицензирование этих ресурсов. Отсутствует механизм координации разработки МУП и угля.

От успешности решения этих проблем будет зависеть и выполнение поставленных перед отраслью задач.

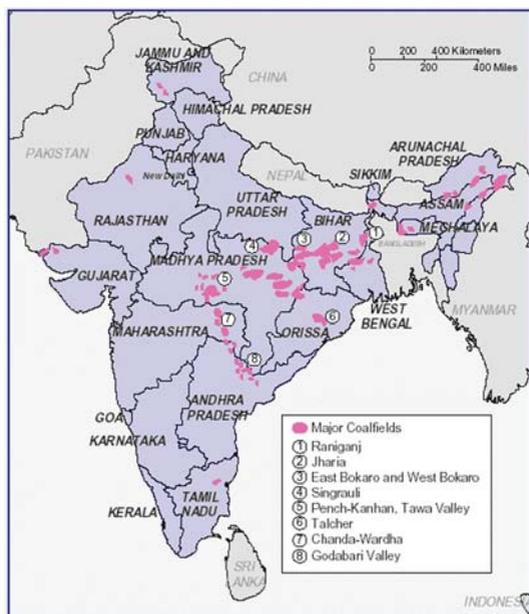
Помимо значения этой добычи в газовом балансе Китая, она должна сыграть существенную роль в снижении смертности в угольной отрасли, вызванной взрывами метана в шахтах (в 2010 г., в частности, погибло 593 чел.).

Большое значение в Китае придают и получению синтетического топлива путем газификации углей<sup>36</sup>.

<sup>36</sup>Подробнее об этом направлении газоснабжения см. работу Мастепанова А.М. и Ковтуна В.В. «Метан угольных пластов в газовом балансе КНР: состояние и перспективы».

## Индия

Индия находится на пятом месте в мире по объемам доказанных запасов угля. Страна обладает порядка 1,9 трлн м<sup>3</sup> ресурсами угольного метана. При этом только около 230 млрд м<sup>3</sup> ресурсов находится в процессе геологического изучения и оценки их ресурсного потенциала. В стране уже было проведено четыре этапа распределения территорий для начала разработки ресурсов угольного метана, однако коммерческая добыча пока началась (с 2007 г.) лишь на блоке Raniganj в штате Западная Бенгалия (рис. 4.29). Ежедневные объемы добычи этого газа составляют порядка 530 тыс. м<sup>3</sup>. В стране всего 33 блока по добыче угольного метана, из которых 25 блоков находятся на этапе поисково-разведочной деятельности, три блока на этапе добычи, на трех блоках после первичного геологического изучения последующая разведочная деятельность была приостановлена и еще два блока были оценены как приемлемые для начала коммерческой добычи. Наиболее активную деятельность по изучению ресурсов угольного метана ведет государственная компания ONGC, она работает на 9 блоках.



Источник: DOE/EIA.

Рис. 4.29. Распространение ресурсов угля и потенциальные районы добычи угольного метана в Индии

Важными негативными факторами, препятствующими наращиванию в стране добычи угольного метана и привлечения инвестиций в эту область является непрозрачность государственных законов, и общее отсутствие на необходимом уровне стимулирующих мер со стороны государства. Кроме того, серьезным препятствием является и слабость инфраструктурного фактора.

Угольный метан, добываемый в Индии, является конкурентоспособным по сравнению с импортным СПГ, однако он дороже традиционного газа, добываемого в самой Индии. Так, на начало 2012 г. компания Great Eastern Energy Corp (GEECL), добывающая угольный метан на блоке Raniganj, продавала его по цене 6,8 долл./млн БТЕ. Цена традиционного газа, добываемого в Индии, колебалась в тот момент от 4,2 долл. до 5,7 долл./млн БТЕ.

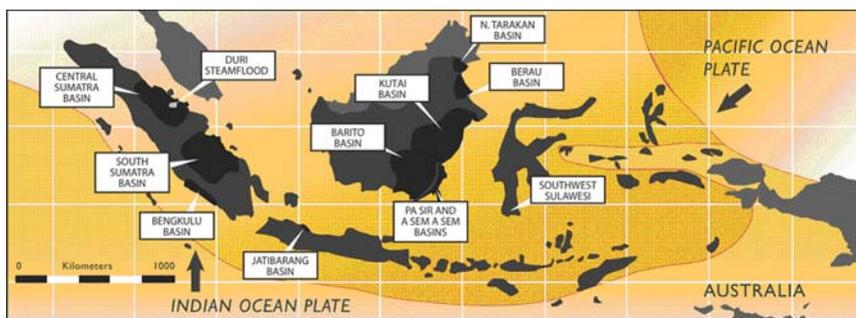
Недостаток текущего уровня внутренней добычи природного газа и возрастание спроса на газ в стране в перспективе будут стимулировать наращивание добычи угольного метана. Однако темпы роста его добычи будут в значительной степени зависеть от стимулирующей государственной политики, которая бы способствовала привлечению к разведке и разработке ресурсов угольного метана иностранный капитал.

### ***Индонезия***

В Индонезии ресурсы угольного метана оцениваются в количестве более чем 9,6 трлн м<sup>3</sup>, они сосредоточены в 11 бассейнах (рис. 4.30). Более 90% ресурсов приходится на 5 крупнейших бассейнов: S. Sumatra, Varito, Kutai, C. Sumatra и N. Tarakan. Ресурсы угольного метана в Индонезии отличаются, с одной стороны, сложными геолого-физическими условиями залегания, но с другой стороны, низкими показателями содержания несоразмерных веществ (их доля менее 10%). Средняя глубина расположения ресурсов угольного метана относительно велика и составляет порядка 900 м, доля метана около 94-98%.

Хотя коммерческая добыча угольного метана находится на начальной стадии, прогнозные оценки<sup>37</sup> уровня добычи этого газа на 2013 г. составляют 620 тыс. м<sup>3</sup>/день, а в 2020 г. ожидается добыча уже в объеме 25,5 млн м<sup>3</sup>/день, в 2025 г. – 36,8 млн м<sup>3</sup>/день. С начала мая 2008 г. правительство Индонезии заключило 21 контракт с операторами на разработку участков, располагающих ресурсами угольного метана.

<sup>37</sup> Согласно данным, представленным компанией Wood Mackenzie.



Источник: CBM Asia Development Corp, CBM Asia Corporate Presentation, 2012 Jul 07.

**Рис. 4.30. Бассейны угольного метана в Индонезии**

В рамках некоторых контрактов добыча началась в 2011 г. В 2007 г. и в 2008 г. правительство Индонезии приняло законы, защищающие инвесторов, работающих в области добычи угольного метана и предусматривающие достаточно мягкую фискальную политику. Сегодня государство предлагает более выгодные условия по разделению получаемых доходов компаниям, добывающим угольный метан. Так, эти компании получают 45% прибыли от добычи газа, что значительно больше, чем у операторов, добывающих нефть (15%) и традиционный газ (30%).

Однако основными факторами риска наращивания добычи этого вида нетрадиционного газа являются: сохраняющаяся общая неопределенность в государственном регулировании в этой сфере, недостаток инфраструктурного потенциала и технологические сложности на ранней стадии добычи. Затраты на добычу метана угольных пластов в Индонезии в среднем оцениваются в 0,01 долл./млн куб. футов (на примере СРП Sekayu, бассейн South Sumatra), а рыночная цена этого газа составляет в среднем 7,5 долл./млн БТЕ. При этом стоимость газа для производства электроэнергии на внутреннем рынке колеблется от 4,6 до 6,1 долл./млн БТЕ. При этом СПГ на экспорт продается по цене от 8,12 до 13,23 долл./млн БТЕ.

## **Россия**

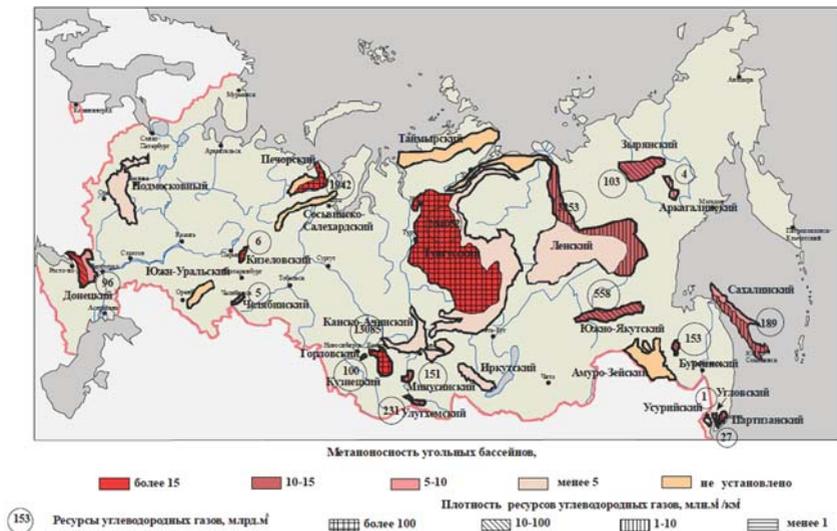
В России суммарные ресурсы метана только в угольных пластах 14-ти газугольных бассейнов страны оцениваются в 45-50 трлн м<sup>3</sup>, а извлекаемая их часть составляет порядка 50%. Метаноносность большинства угольных пластов каменноугольных бассейнов России колеблется от 10 до 45 м<sup>3</sup> на 1 т угля. При этом значительные объемы

газа содержатся и во вмещающих породах. В число наиболее крупных газоугольных бассейнов входят: Тунгусский (26 трлн м<sup>3</sup>), Кузнецкий (13 трлн м<sup>3</sup>), Ленский (3 трлн м<sup>3</sup>) и Печорский (2 трлн м<sup>3</sup>) – рис. 4.31.

Отметим, что ежегодно при добыче угля в стране выделяется около 3 млрд м<sup>3</sup> метана, однако лишь незначительная его часть (менее 3%) используется для местного газоснабжения.

В 2001 г. ОАО «Газпром» по поручению Президента России и при поддержке администрации Кемеровской области начал реализацию проекта добычи метана из угольных пластов (проект «Метан угольных пластов Кузбасса»).

В рамках этого проекта учеными ОАО «Газпром промгаз» была впервые в России разработана технология добычи угольного метана. На весь технологический цикл – от разведки угольного метана до его использования – получен 31 патент международного и российского образца. Подготовлены методические и нормативные документы в области разведки и разработки метаноугольных месторождений. Методические рекомендации по подсчету запасов метана угольных пластов утверждены ГКЗ Минприроды России и получили статус национального стандарта.

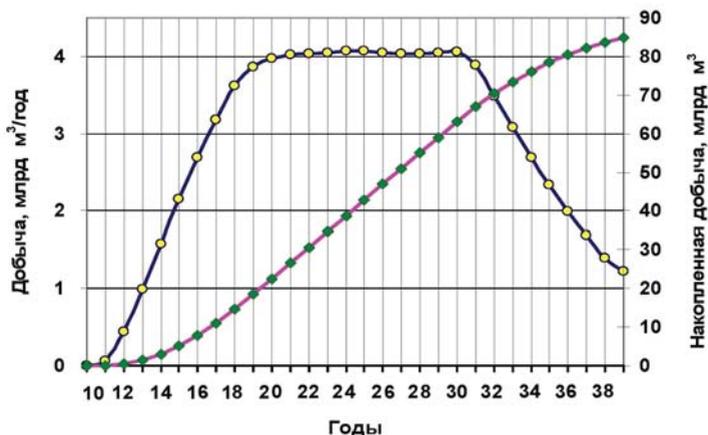


Источник: ВНИГРИ (Якуцени В.П., Петрова Ю.Э., Суханов А.А.)

Рис. 4.31. Основные угольные бассейны в России

В 2005 г. на восточном участке Талдинского месторождения создан научный полигон по отработке технологии добычи метана из угольных пластов. На полигоне апробированы технологии строительства и освоения скважин, проведены приемочные испытания опытных образцов оборудования. В 2009 г. на Талдинской площади пробурены 7 скважин и 29 января 2010 г. первый метаноугольный промысел в России введен в эксплуатацию.

В соответствии с бизнес-планом проекта планируется построить более 1650 скважин и вывести уровень добычи метана до 4 млрд м<sup>3</sup>/год (рис. 4.32).



Источник: ОАО «Газпром» (Ананенков А.Г., Мاستепанов А.М.).

Рис. 4.32. Динамика добычи газа на первоочередных площадях в Кузбассе

В долгосрочной перспективе имеется возможность увеличить в Кузбассе добычу угольного метана до 18-21 млрд м<sup>3</sup>/год для удовлетворения потребностей в газе не только Кемеровской области, но и других субъектов Федерации на юге Западной Сибири.

Проект добычи метана из угольных пластов в Кузбассе является инновационным, имеет общегосударственное значение и направлен на создание в России нового сегмента ТЭК на основе нетрадиционных ресурсов углеводородов. В результате его реализации ожидается:

- повышение безопасности подземной добычи угля;
- создание энергетической базы в обжитом регионе страны с развитой инфраструктурой для дальнейшего социально-экономического развития;

- создание дополнительных рабочих мест;
- улучшения экологической обстановки в угледобывающих регионах.

Теоретически Россия способна производить до 140-170 млрд м<sup>3</sup> угольного метана в год. Однако в связи с удаленностью ресурсной базы от основных центров потребления в Европейской части России, их освоение будет иметь хотя и важное, но локальное значение в южной Сибири и, возможно, на Дальнем Востоке.

Расчетная себестоимость добычи этого газа на месторождениях Кузбасса, согласно данным ОАО «Газпром промгаз», сопоставима с соответствующими показателями основных месторождений традиционного газа северных районов Тюменской области. При этом в будущем, по мере наращивания добычи угольного метана и увеличения фонда добывающих скважин, будет происходить дальнейшее снижение себестоимости добычи метана из угольных пластов в Кузбассе.

#### 4.4. БИОГАЗ

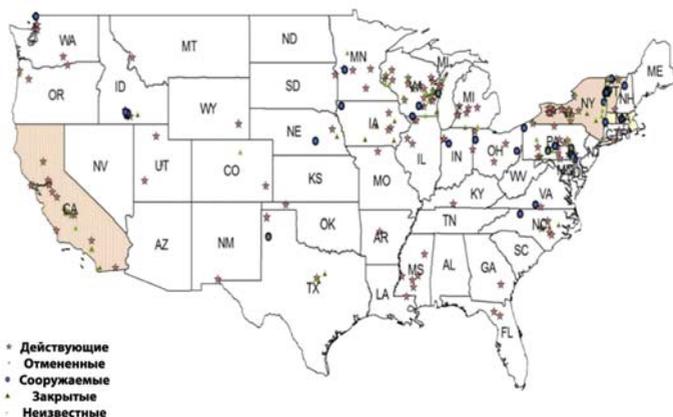
##### *США и Канада*

По оценкам Управления энергетической информации США, использование биогаза в США незначительно по сравнению с имеющимся потенциалом, составляющим около 580 млн т биомассы в год. Около 80% всех используемых биореакторов (установок) для выработки биогаза установлены на молочных фермах, 15% – на свинофермах, остальные – на фермах смешанного типа. При этом потенциал использования биогаза в США составляет 8000 ферм, большая часть из которых приходится на свинофермы. Общий объем генерирующих мощностей составляет 57,1 МВт. Потенциал электрогенерации, основанной на биогазе, оценивается<sup>38</sup> в 13 млн МВт·ч.

Основным барьером для развития рынка биогаза является стоимость оборудования для ферм. Несмотря на то, что расходы на обустройство биореакторов могут различаться от фермы к ферме, существуют определенные расходы, связанные со всеми проектами:

- планирование: технико-экономическое и инженерных исследований, разрешений, консалтинговых услуг;
- оборудование реактора и связанное с этим оборудование зданий, складских помещений, сетевой инфраструктуры;
- эксплуатация и техническое обслуживание: запасные части, оплата заработной платы персонала, налоги и т.д.

<sup>38</sup> По данным компании AgStar.



Источник: AgSTAR.

Рис. 4.33. Мощности по производству биогаза в США

В Канаде в настоящее время объем производства биогаза оценивается в 1500 МВт, при этом около 800 МВт установленных мощностей приходится на Онтарио.

В настоящее время биогаз в стране производят 17 биореакторов, 7 из которых в Онтарио и 5 – в Альберте, остальные разбросаны в других регионах (рис. 4.34). При этом утверждены проекты еще 14 новых биогазовых установок, которые будут реализованы в ближайшие 2-3 года.



Источник: IEA- Biogas.

Рис. 4.34. Производство биогаза в Канаде

## *Европа*

В ЕС проводится политика по стимулированию производства биогаза. Во-первых, выработка биогаза направлена на реализацию задач, поставленных в рамках Директивы ЕС 2009/28/ЕС по увеличению использования энергии из ВИЭ. Во-вторых, производство биогаза решает задачи утилизации органических отходов, которые обозначены в соответствующей Директиве Европарламента 1999/31/ЕС по полигонам захоронения отходов. Документ предполагает, что страны ЕС должны сокращать объемы захоронений отходов, подвергающихся биологическому разложению и должны способствовать процессу их переработки.

Значительное преимущество биогаза состоит в том, что его легко хранить, следовательно, он может выступать как компенсирующий источник энергии для нестабильной электрогенерации на ветряных и солнечных станциях. Это во многом объясняет возрастающую роль биогаза в будущем энергетическом секторе Европы.

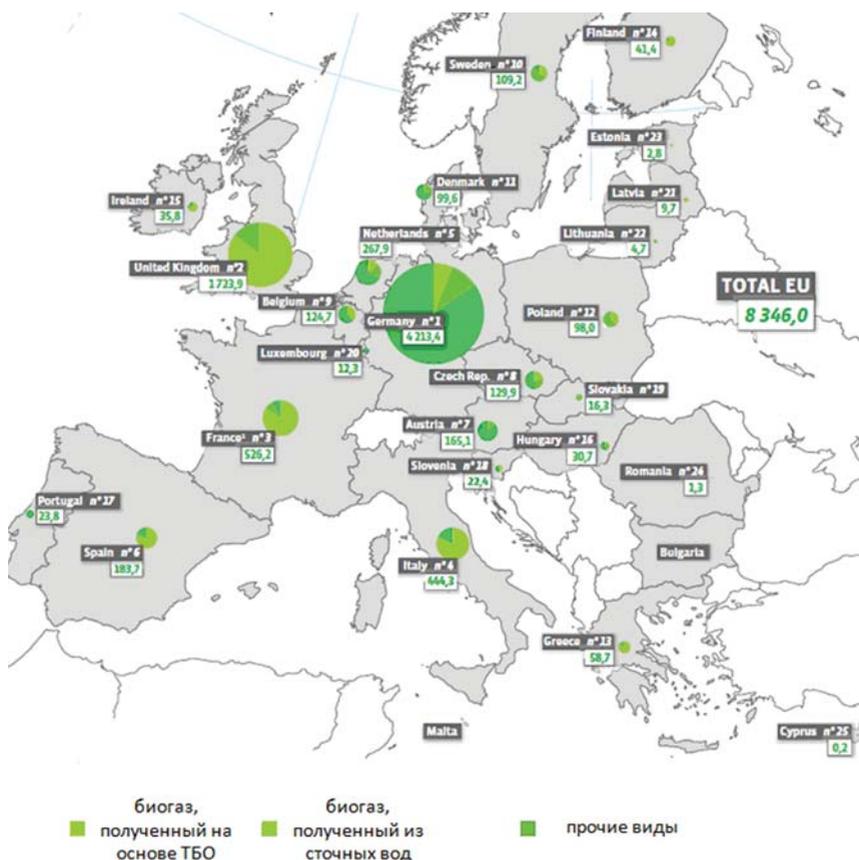
В некоторых европейских странах реализуются меры, стимулирующие производство этого вида газа за счет снижения тарифов на электроэнергию, выработанную из биогаза (специальные закупочные тарифы, применение «зеленых сертификатов»<sup>39</sup>). В течение нескольких последних лет основной объем производства биогаза (более 50%) приходился на специально построенные заводы по выработке метана (в табл. 4.9 этот газ входит в число «прочего биогаза»). Подобные заводы используют для процесса получения метана специально выращиваемые для этих целей сельскохозяйственные культуры (главным образом кукурузу). В целом в масштабе Европы они вырабатывают большее количество биогаза, чем получают при переработке твердых бытовых отходов ТБО (около 36%) и сточных вод (порядка 12%) – табл. 4.9, рис. 4.35.

Однако ситуация различается в зависимости от страны. Так, в Великобритании львиная доля биогаза вырабатывается из бытовых отходов, в то время как в Германии он производится главным образом из сельскохозяйственных культур. С точки зрения интенсивности применения биогаза лидирует Дания: данный вид топлива обеспечивает почти 20% энергопотребления страны.

Германия является лидером среди европейских стран по выработке биогаза, на ее долю приходится около половины всего европейского производства. В стране имеется более 7200 установок и заводов, которые вырабатывают порядка 18,4 ГВт·ч электроэнергии (на 2011 г.).

<sup>39</sup> Сертификаты, подтверждающие генерацию определенного объема электроэнергии на основе ВИЭ (в данном случае биогаз).

Начиная с 2008 г. часть производимого в стране биогаза после процесса доработки до биометана подается в газораспределительную сеть. На сегодняшний день биометан (порядка 400 млн м<sup>3</sup> в год) производят более 50 заводов. Согласно данным Немецкого исследовательского центра по биомассе (German Biomass Research Centre, DBFZ), потенциал производства биометана в стране составляет от 11,5 до 13,9 млн т н.э. в год (отметим, что текущее потребление газа в стране составляет около 77 млн т н.э. в год). В случае реализации этого потенциала Германия за счет биогаза сможет сократить импорт газа на 17%.



Источник: EurObserv'ER Interactive database, <http://www.eurobserv-er.org/>

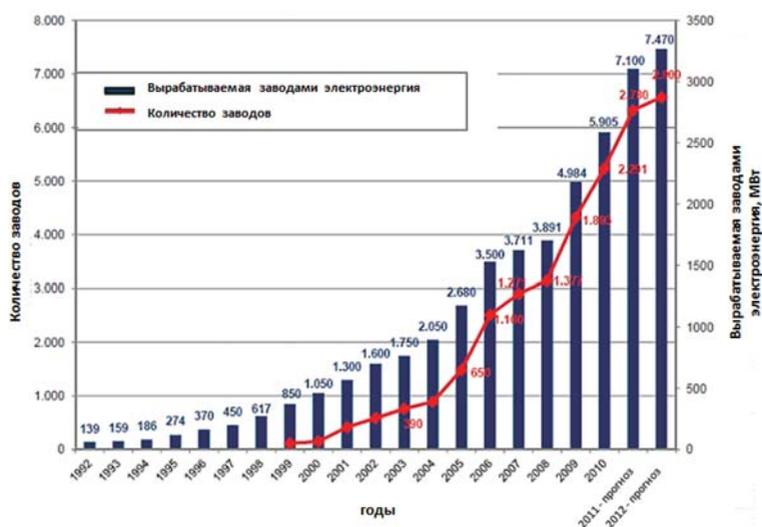
Рис. 4.35. Производство биогаза различными странами Европы, 2009 г.

**Таблица 4.9. Объемы выработки биогаза  
из различных источников в странах ЕС, тыс. т н.э.**

Страна	Биогаз, полученный на основе ТБО	Биогаз полученный из сточных вод	Прочий биогаз	Всего
Германия	265,5	386,7	3 561,2	4 213,4
Великобритания	1 474,4	249,5	0	1 723,9
Франция	442,3	45,2	38,7	526,2
Италия	361,8	5,0	77,5	444,3
Голландия	39,2	48,9	179,8	267,9
Испания	140,9	10,0	32,9	183,7
Австрия	4,9	18,9	141,2	165,1
Чехия	29,2	33,7	67,0	129,9
Бельгия	44,3	2,1	78,2	124,7
Швеция	34,5	60,0	14,7	109,2
Дания	6,2	20,0	73,4	99,6
Польша	35,5	58,0	4,5	98,0
Греция	46,3	12,2	0,2	58,7
Финляндия	30,6	10,7	10,7	41,4
Ирландия	23,6	8,1	4,1	35,8
Венгрия	2,8	10,3	17,5	30,7
Португалия	0	0	23,8	23,8
Словения	8,3	3,0	11,0	22,4
Словакия	0,8	14,8	0,7	16,3
Люксембург	0	0	12,3	12,3
Латвия	7,0	2,7	0	9,7
Литва	1,3	2,1	1,2	4,7
Эстония	2,0	0,9	0	2,8
Румыния	0,1	0,7	0,5	1,3
Кипр	0	0	0,2	0,2
<b>ЕС в целом</b>	<b>3001,6</b>	<b>1003,7</b>	<b>4340,7</b>	<b>8346,0</b>

Источник: EurObserv'ER Interactive database, <http://www.eurobserv-er.org/>

Темпы прироста числа новых заводов и установок в последние несколько лет высоки: в 2011 г. их количество возросло на 40% по сравнению с предыдущим годом (рис. 4.36). Столь стремительный рост объясняется, прежде всего, активной стимулирующей государственной политикой и использованием специальных закупочных тарифов на электроэнергию, выработанную из биогаза. Установки по производству этого газа обеспечивают электроэнергией более чем 5 млн домохозяйств, что составляет порядка 3% от общего объема потребляемой электроэнергии в стране. Заметим, что потенциал всех функционирующих на сегодняшний день заводов и установок по выработке биогаза в Германии эквивалентен мощности двух атомных станций.



Источник: Linke Bernd. *Country Report Germany, IEA Bioenergy Task 37, Istanbul, April 13 – 15, 2011.*

**Рис. 4.36. Динамика прироста количества заводов и установок по производству биогаза и объема вырабатываемой из него электроэнергии**

В Великобритании на конец 2011 г. располагается 219 установок по производству биогаза. При этом три из них перерабатывают биогаз с целью его последующей закачки (биометан) в общую газотранспортную систему. Динамика прироста количества установок в стране говорит о том, что распространение биогазового производства идет быстрыми темпами: в 2005 г. имелось лишь две подобных установки. В среднем в год они производят порядка 5 млн т биогаза, из которого

производится 170 МВт электроэнергии. В качестве сырья используются бытовые отходы, сельскохозяйственные отходы, специально выращиваемые сельскохозяйственные культуры и сточные воды (табл. 4.10). Основная доля производимого в стране биогаза (21,5%) получается на наиболее многочисленных установках страны – перерабатывающих сточные воды.

**Таблица 4.10. Показатели работы установок по производству биогаза в Великобритании**

Тип установки	Число установок, ед.	Годовой выход продукции, млн т	Производство электроэнергии, МВт
Сельскохозяйственные отходы	27	276,5 тыс. т	9,7
Бытовые отходы	46	3,7	58
Сточные воды	146	1,1	110
<b>Всего</b>	<b>219</b>	<b>5,1</b>	<b>177,1</b>

Текущая специфика производства биогаза такова, что львиная доля производимого газа используется локально, для выработки электроэнергии и тепла; лишь незначительная доля биогаза перерабатывается в биометан для закачки в газораспределительную систему. Например, одна из двух имеющихся установок (Didcot Sewage Works, на рис. 4.37 обозначена белым цветом), дорабатывающих биогаз до биометана, перерабатывает бытовые отходы порядка 33 тыс. домохозяйств и производит биометан в объеме, позволяющем покрыть потребление газа 200 домами.

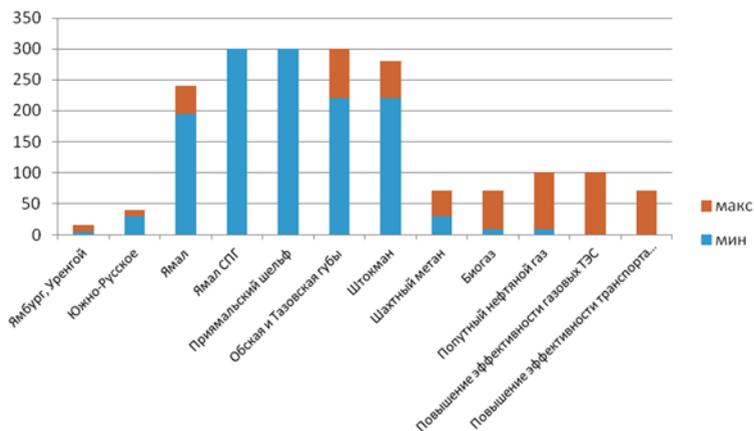
Отметим, что в Великобритании ожидается дальнейший быстрый процесс наращивания производства биогаза. Так, на конец 2011 г. уже выданы разрешения на строительство еще 105 установок.

Если говорить об экономической составляющей производства биогаза в Европе, то следует отметить, что себестоимость его производства (рис. 4.38) сильно разнится в зависимости от способа получения, размеров перерабатывающих мощностей (эффект масштаба) и других факторов. Цена на него варьируется в зависимости от того для каких целей он используется: для прямой выработки электроэнергии или для закачки в газотранспортную систему (смешение с природным газом). На рис. 4.39 представлен разброс доходов, расходов и прибыли (убытков) от выработки электроэнергии из биогаза. Так,



Источник: Anaerobic digestion - <http://biogas-info.co.uk/maps/index2.htm>

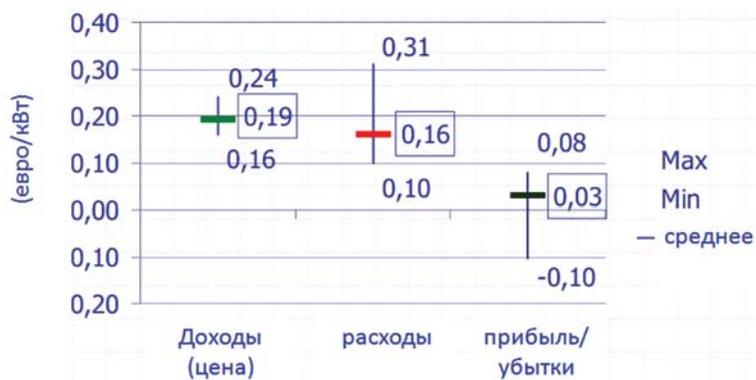
**Рис. 4.37. Расположение установок по производству биогаза (использующих в качестве сырья сельскохозяйственные и бытовые отходы)**



Источник: Biogas – an introduction. Agency for Renewable Resources, 2009 по данным ОАО «Газпром».

**Рис. 4.38. Себестоимость добычи природного газа и производства биогаза в России**

при стоимости электроэнергии в среднем 0,19 евро/кВт, расходы составляют порядка 0,16 евро/кВт. Отметим, что для производства биометана (доработанный для закачки в газораспределительную систему биогаз) требуются дополнительные расходы. Во многих европейских странах применяют специальные пониженные тарифы для электроэнергии, выработанной из биогаза, что говорит о пока достаточно низкой рентабельности производства такой электроэнергии.



Источник: Agency for Renewable Resources (FNR).

**Рис. 4.39.** Доходы, расходы, прибыль (убытки) от выработки электроэнергии из биогаза (на примере Германии)

## Россия

На сегодняшний день большая часть российских регионов с развитым сельским хозяйством и соответственно с высокой концентрацией ресурсов для производства биогаза (Белгородская область, Краснодарский край, Алтайский край и др.) являются энергодефицитными, и энергоснабжение сельхозпроизводителей здесь осуществляется по остаточному принципу. Наибольшим потенциалом производства биогаза в России обладают такие округа как Южный и Приволжский: на их долю в сумме приходится 58% биогазового потенциала (рис.4.40).

Общий энергетический потенциал отходов агропромышленного комплекса России достигает 81 млн т у.т. По имеющимся оценкам, если весь биогаз будет перерабатываться на когенерационных установках, это позволит на 23% обеспечить суммарные потребности экономики в электроэнергии, на 15% – в тепловой энергии и на 14% – в природном газе или же полностью обеспечить сельские районы доступом к природному газу и тепловой мощности.



Источник: *Biogas – an introduction. Agency for Renewable Resources, 2009.*

**Рис. 4.40.** Потенциал производства биогаза в России, млрд м<sup>3</sup>/в год

Отметим, что в настоящее время в России действует всего одна достаточно крупная – мощностью более 100 кВт – установка (Калужская область, дер. Дошино) по производству биогаза; также имеется множество мелких установок в отдельных хозяйствах, но они не обеспечивают выхода на промышленные объемы и не генерируют достаточного количества тепла. Кроме того, в 2012 г. корпорация «Биогазэнергострой» начала строительство биогазовой электростанции в пос. Ромодановское (Мордовия). Это самый крупный проект в сфере биоэнергетики в России: мощность станции составит 4,4 МВт.

## ГЛАВА 5. ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ РЕНТАБЕЛЬНОСТЬ ДОБЫЧИ СЛАНЦЕВОГО ГАЗА (НА ПРИМЕРЕ США)<sup>40</sup>

Существуют различные критерии сравнения эффективности энергоресурсов<sup>41</sup>. Среди них можно выделить эксплуатационно-потребительский и производственно-технологический аспекты. Последний включает в себя такие критерии, как EROEI (Energy Returned On Energy Invested)<sup>42</sup>, постоянство и простота добычи (производства) энергоресурса. **EROEI (энергетическая рентабельность)** является фундаментальным показателем<sup>43</sup>. Впервые идея его расчета была предложена американским ученым-биологом Чарльзом Холлом в 1970-е гг. в рамках проводимого им исследования миграции рыб. Он сформулировал утверждение, что «хищник не может тратить больше энергии, чем он получает в результате охоты». Впоследствии эта идея была использована для оценки рентабельности добычи нефти:

$$EROEI = \frac{E_{\text{п}}}{E_{\text{з}}},$$

где  $E_{\text{п}}$  – полученная энергия;  $E_{\text{з}}$  – энергия, затраченная на добычу (производство).

Из формулы следует, что возможны три принципиально разных случая:

- EROEI = 1 – на одну единицу полученной энергии пришлось затратить количество энергии, равное полученной. То есть производство энергии состоялось с нулевым результатом и является по сути бессмысленным.
- EROEI < 1 – добыча (производство) энергоресурса энергетически убыточно.

<sup>40</sup> Расчеты, приведенные в этой главе (табл. 5.1, 5.2), подготовлены Степановым А.Д. (эксперт-аналитик ИЭС, аспирант кафедры «Стратегического управления ТЭК» РГУ нефти и газа им. Губкина) и Кучеровым В.Г. (адъюнкт-профессор Королевского технологического института, г. Стокгольм).

<sup>41</sup> Голоскоков А.Н. Критерии сравнения эффективности традиционных и альтернативных энергоресурсов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2011. № 1. С. 285-299. URL: [http://www.ogbus.ru/authors/Goloskokov/Goloskokov\\_5.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/Goloskokov/Goloskokov_5.pdf)

<sup>42</sup> В физике, экономической и экологической энергетике, это отношение количества пригодной к использованию (полезной) энергии, полученной из определенного источника энергии (ресурса), к количеству энергии, затраченной на получение этого энергетического ресурса. Если для некоторого ресурса показатель EROEI меньше или равен единице, то такой ресурс превращается в «поглотитель» энергии и больше не может быть использован как первичный источник энергии.

<sup>43</sup> Сафронов А.Ф., Голоскоков А.Н. EROEI как показатель эффективности добычи и производства энергоресурсов // Бурение и нефть. 2010. № 12. С. 48-51. URL: <http://burneft.ru/archive/issues/2010-12/13>

- $EROEI > 1$  – добыча (производство) энергоресурса энергетически прибыльно.

Из специфики расчета показателя энергетической рентабельности следует, что он не зависит от финансово-экономической составляющей деятельности предприятия, а зависит, прежде всего, от теплотворной способности энергоресурса и величины затрачиваемой на его производство энергии. На значение показателя влияют условия залегания и технологии добычи. Таким образом,  $EROEI$  и экономические показатели не дублируют друг друга, а взаимодополняют<sup>44</sup>.

При этом взаимосвязь между  $EROEI$  и экономическими показателями деятельности присутствует. Энергозатраты принимаются во внимание в финансовой деятельности, поэтому, чем меньше затраты энергии, связанные с добычей, тем добыча получается экономически выгоднее. Несомненно, что между  $EROEI$  и экономическими результатами существует прямая корреляция. Фактически,  $EROEI$  позволяет нам судить о качестве ресурсной базы природного газа. Улучшение  $EROEI$  (по сути, речь идет об освоении более качественных залежей или о совершенствовании технологии добычи) приводит к улучшению экономических показателей. Однако не всякое улучшение экономических показателей приводит к улучшению  $EROEI$ . Возможен случай, когда добыча энергоресурса станет экономически невыгодной на определенной стадии его добычи, хотя с точки зрения  $EROEI$  добыча будет еще долго оставаться рентабельной. Равно как и производство энергоресурса может быть энергетически малоэффективным либо вовсе неэффективным ( $EROEI$  близко 1, либо меньше 1), хотя экономически этот процесс будет оправдан (например, оценки  $EROEI$  производства биоэтанола в США крайне низки и находятся на грани энергетической рентабельности<sup>45</sup>).

Другими словами, для комплексной оценки целесообразности добычи сланцевого газа необходима оценка как экономической эффективности, так и энергетической рентабельности его добычи. Очевидно, для цели сравнения различных энергоресурсов необходимо производить расчет  $EROEI$  по единой методике (это же самое верно и для экономического сравнения). Ч. Холл выделяет две основных методики расчета  $EROEI$ :

1. Методика расчета на основе фактических данных потребления энергии, выраженной в натуральных единицах (тонны ГСМ, кВт·ч).

<sup>44</sup> Сафронов А.Ф., Соколов А.Н., Черненко В.Б. Методика расчета  $EROEI$  на примере разработки Средневилюйского газоконденсатного месторождения// Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2011, № 6.

<sup>45</sup> Shapouri, H., J.A. Duffield, and M. Wang. 2002. The Energy Balance of Corn Ethanol: An Update. AER-814. Washington, D.C.: USDA Office of the Chief Economist.

При этом также учитывается «связанная в материалах» энергия (embodied energy).

2. Методика на основе экономико-энергетического пересчета. Имея расчет EROEI на основе фактических данных для отдельного месторождения, а также зная объем капиталовложений для этого месторождения, рассчитывается удельная энергоемкость данных капиталовложений (energy intensities). Далее, используя полученные результаты, рассчитывается EROEI для других месторождений и для всей отрасли в целом.

Наиболее обоснованным является использование методики расчета на основе фактических данных потребления энергии, так как сама природа показателя энергетической рентабельности предполагает независимость от экономических параметров. В этом случае расчет необходимо производить на основе фактических данных прямых энергозатрат и материалоемкости производственного процесса, без каких-либо экономико-энергетических пересчетов.

Оценка энергетической рентабельности добычи газа предполагает в рамках расчета энергии, затраченной на добычу ( $E_3$ ), расчет прямых и вспомогательных энергетических затрат. **Прямые затраты энергии** включают в себя, прежде всего, топливо, электроэнергию, затраченные на добычу и подготовку природного газа. **Вспомогательные затраты энергии** подразумевают ту энергию, которая была израсходована в других отраслях экономики на производство товаров и услуг, необходимых для добычи газа (например, обсадные колонны, цемент и проч.). В совокупности прямые и вспомогательные затраты энергии составляют общие энергетические затраты на добычу газа. В свою очередь если прямые энергетические затраты могут без особых сложностей быть трансформированы в энергетические единицы (с учетом их теплотворной способности), то выраженные в натуральных единицах косвенные затраты требуют неоднородного подхода и их перевод в энергетический эквивалент. Для расчета последних необходимо:

- определение перечня материалов и услуг, которые будут учитываться при расчете вспомогательных энергозатрат;
- определение метода, по которому будет производиться пересчет натуральных единиц учитываемых материалов в энергетический эквивалент.

Наиболее целесообразно ограничиться учетом основных конструкционных материалов, доля которых в общей массе материалов на любом промысле является наибольшей (табл. 5.1).

**Таблица 5.1. Коэффициенты перевода в энергетические единицы первичных источников энергии, основных конструктивных материалов используемых при расчете показателя EROEI**

	Коэффициент перевода в энергетические единицы	Источник
<b>Первичные источники энергии (тепловорная способность)</b>		
Природный газ	41 (МДж/м <sup>3</sup> )	EIA. Annual Energy Review 2009; DOE/EIA-0384. U.S. Department of Energy: Washington, DC, USA, 2010
Дизельное топливо	38,66 (МДж/л)	EIA. Annual Energy Review 2009; DOE/EIA-0384. U.S. Department of Energy: Washington, DC, USA, 2010
<b>Энергоемкость (2012)</b>	<b>МДж/долл.</b>	
Средняя энергоемкость в промышленности США	10,61	Worrell E., Phylipsen D., Einstein D., Martin N., Energy Use and Energy Intensity of the U.S. Chemical Industry. Data corrected for inflation with Consumer Price Index (CPI).
Средняя энергоемкость в химической промышленности США	19,12	Worrell E., Phylipsen D., Einstein D., Martin N., Energy Use and Energy Intensity of the U.S. Chemical Industry. Data corrected for inflation with Consumer Price Index (CPI).
<b>Материальные затраты</b>	<b>ГДж/т</b>	
Сталь	32,40	Demkin 1996
Цемент	5,50	Energy Use, Loss and Opportunities Analysis: U.S. Manufacturing and Minings, U.S. Department of Energy 2004
Гильсонит (асфальтит)	41,59	Расчеты на базе данных EIA о теплоте сгорания гильстонита
Бентонит	1,67	Расчеты на основе стоимости производства и средней энергоёмкости в промышленности США
Кальцинированная сода	3,44	Расчеты на основе стоимости производства и средней энергоёмкости в химической промышленности США
Полимерный углотнитель (полипак)	5,74	Расчеты на основе стоимости производства и средней энергоёмкости в химической промышленности США
Ксантановая смола	38,20	Расчеты на основе стоимости производства и средней энергоёмкости в химической промышленности США

*Источник: расчеты авторов.*

На производство каждого материала уходит определенное количество энергии, поэтому зная два параметра по каждому материалу, мы сможем рассчитать количество энергии, затраченной на производство этих материалов. Два параметра по каждому материалу это:

- масса израсходованного материала;
- удельная энергоёмкость производства материала.

Определение массы израсходованного материала не представляет теоретической сложности, эта информация имеется в проектно-сметной документации, а также в отчетной документации, которая составляется для каждого производственного объекта.

Определение удельной энергоёмкости производства материалов является сложной, комплексной задачей. К примеру, производство стали – это длинная производственная цепочка, начинающаяся от карьера или рудника по добыче железной руды и заканчивающаяся складом готовой продукции, и на каждом производственном этапе затрачивается определенное количество энергии. Итоговое значение затраченной энергии, необходимой для производства, в данном случае 1 килограмма стали, получается путем суммирования всех затрат энергии по всей производственной цепочке. В табл. 5.1 указаны коэффициенты перевода в энергетические единицы первичных источников энергии, основных конструкционных материалов, используемых в расчетах.

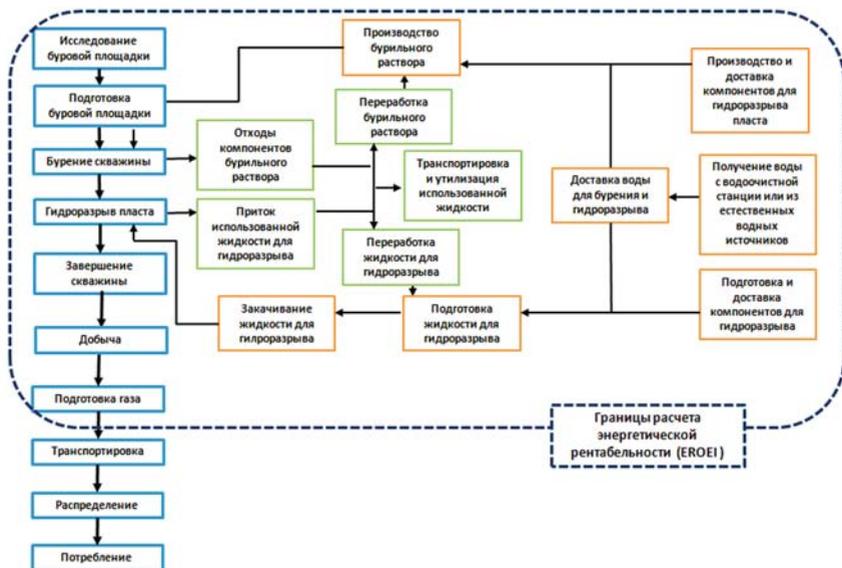
Кроме того, для расчета EROEI необходимо определить границы расчета, то есть выявить какие этапы производства природного газа будут учитываться. В нашем случае для сравнения энергетической рентабельности добычи<sup>46</sup> сланцевого газа с добычей традиционного газа следует выбрать верхнюю границу на этапе завершения подготовки природного газа для закачки в магистральный газопровод. Для отображения границ расчета использовано описание жизненного цикла производства, который в свою очередь лежит в основе расчетов (рис. 5.1). Таким образом, наши расчеты будут происходить до этапа подготовки газа для закачки в магистральный трубопровод.

Для расчетов были взяты усредненные данные по типичным скважинам сланцевого газа трех месторождений в США – Barnett, Haynesville и Fayetteville<sup>47</sup>. Данные для традиционного газа были получены в результате оценки фонда скважин в США. Для расчетов энергетической рентабельности добычи традиционного газа были

<sup>46</sup> Для цели сравнительной оценки энергетической рентабельности не только добычи, но и использования пришлось бы выбирать другую точку расчета, с включением этапов до конечного потребления газа (например, до электростанций, работающих на природном газе).

<sup>47</sup> Clark C.E., Han J., Burnham A. Life-cycle analysis of shale gas and natural gas//Center for transportation research, 2011, December.

взяты две оценки (низкая и высокая) ввиду того, что условия его добычи в стране значительно варьируются, что в свою очередь выражается в значительном колебании используемых материалов для строительства скважин.



Источник: составлено авторами на основе работы Clark C.E., Han J., Burnham A. Life-cycle analysis of shale gas and natural gas.

Рис. 5.1. Границы расчета энергетической рентабельности EROEI для сланцевого газа

В табл. 5.2 отражены результаты оценки энергетической рентабельности по различным скважинам с разбивкой на отдельные этапы. Для сланцевого газа наиболее весомая доля энергии, затраченной на добычу, приходится на этап бурения и строительства скважины – 72,4% (среднее значение по трем типичным анализируемым скважинам). При этом на долю процесса гидро разрыва пласта приходятся относительно небольшие затраты энергии – 5,1%, на строительство трубопроводных систем – 22,4%<sup>48</sup>.

Для традиционного газа наибольшая доля затраченной энергии приходится на строительство трубопроводной системы до компрес-

<sup>48</sup> Расчеты затраченной на добычу газа энергии были проведены до этапа завершения подготовки природного газа для закачки в магистральный газопровод, то есть в составляющую «строительство трубопроводной системы» входит строительство системы трубопроводов до компрессорной станции, не затрагивая магистральной системы.

сорной станции и до главного магистрального трубопровода, а этап бурения и строительства скважины менее энергозатратный. Это является следствием специфики сетки бурильных скважин на традиционный газ – для нее характерно более плотное их размещение. Другими словами, большие энергетические затраты, необходимые для бурения и строительства горизонтальных скважин на сланцевый газ, возмещаются относительно меньшими затратами на строительство сети трубопроводов, объединяющих отдельные скважины для сбора добытого газа.

Результаты расчета энергетической рентабельности позволяют утверждать, что в целом добыча сланцевого газа является более рациональной с энергетической точки зрения, чем текущая добыча традиционного газа в США. Среднее значение показателя EROEI по трем скважинам сланцевого газа составляет 145,3:1 против показателя 104,7:1 для традиционного газа (рис. 5.2). При этом разброс показателя для традиционного газа крайне высок, а значение EROEI может опускаться до 44,1:1. Это во многом является свидетельством ухудшения качества ресурсов традиционного природного газа в США и сокращения дебита газа, приходящегося на одну скважину. Отметим, что согласно другим расчетам, оценивающим энергетическую рентабельность добычи традиционного природного газа в США, показатель EROEI варьируется от 67:1 до 120:1<sup>49</sup>. При этом в научной литературе расчеты этого показателя для сланцевого газа на данный момент отсутствуют.

Что касается полученных нами данных по энергетической рентабельности сланцевого газа, то из рассмотренных трех различных скважин по добыче сланцевого газа наиболее низким значением показателя отличается скважина, с параметрами добычи характерными для месторождения Barnett – 105,9:1. При этом даже по этой скважине показатели превышают среднее значение EROEI для традиционного газа.

---

<sup>49</sup> Sell B., Murphy D., Hall C. Energy return on energy invested for tight gas wells in the Appalachian basin, USA.

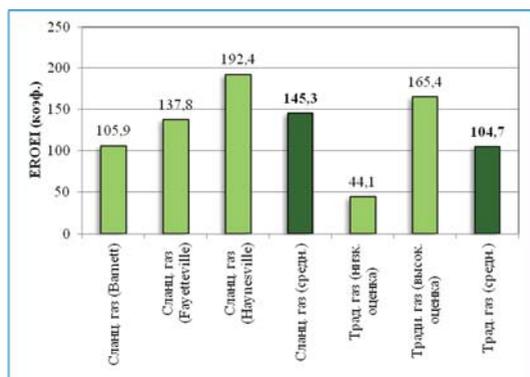
**Таблица 5.2. Расчет энергетической рентабельности (EROEI) разработки месторождений сланцевого газа (по месторождениям Barnett, Haynesville и Fayetteville в США) и традиционного газа**

Статья затрат энергии на добычу, добыча газа (на одну скважину)	Сланцевый газ, энергетические единицы (натуральные единицы)			Традиционный газ	
	Barnett	Haynesville	Fayetteville	Низкая оценка	Высокая оценка
<b>1. Этап бурения и строительства скважины</b>					
Сталь, ГДж (т)	5281,2 (114)	7322,4 (226)	3693,6 (163)	1296,0 (40)	1782,0 (55)
Портландцемент, ГДж (т)	1468,5 (187)	2040,5 (371)	1028,5 (267)	462,0 (84)	632,5 (115)
Гильсонит (асфальтит), ГДж (т)	374,3 (7)	540,7 (13)	291,1 (9)	540,7 (13)	748,6 (18)
Дизельное топливо, ГДж (л)	9038,5 (162928)	12561,7 (324959)	6298,2 (233817)	688,9 (67456)	939,3 (91986)
Бентонит, ГДж (т)	102,5 (43)	113,9 (68,2)	71,8 (61,4)	32,8 (19,64)	44,9 (26,9)
Кальцинированная сода, ГДж (т)	3,6 (0,74)	3,9 (1,13)	2,5 (1,06)	1,2 (0,34)	1,6 (0,46)
Полимерный уплотнитель (полипак), ГДж (т)	0,2 (1,12)	12,7 (2,22)	6,4 (1,06)	0,1 (0,53)	0,1 (0,72)
Ксантановая смола, ГДж (т)	40,5 (0,57)	43,2 (1,13)	21,8 (0,81)	20,2 (0,27)	27,5 (0,37)
<b>Всего энергозатраты на 1 этапе, ГДж</b>	<b>16309,4</b>	<b>22639,0</b>	<b>11414,0</b>	<b>3041,8</b>	<b>4176,6</b>
<b>2. Этап гидроразрыва пласта</b>					
Дизельное топливо, ГДж (л)	698,2 (18060)	832,6 (21535)	594,6 (15380)	–	–
Электроэнергия, ГДж (кВт·ч)	888,1 (94887)	457,6 (48891)	94,2 (10066)	–	–
<b>Всего энергозатраты на 2 этапе, ГДж</b>	<b>1586,3</b>	<b>1290,2</b>	<b>688,8</b>	<b>–</b>	<b>–</b>
<b>3. Строительство трубопроводной системы</b>					
Сталь, ГДж (т)	5170,0 (159,57)	4955,21 (152,94)	5202,14 (160,56)	7706,26 (237,85)	35551,54 (1097,27)
Дизельное топливо, ГДж (л)	88,2 (2283,2)	84,58 (2188,0)	88,83 (2297,9)	131,79 (3409,3)	60,79 (1572,6)
<b>Всего энергозатраты на 3 этапе, ГДж</b>	<b>5258,3</b>	<b>5039,8</b>	<b>5291,0</b>	<b>7838,1</b>	<b>35612,3</b>

Статья затрат энергии на добычу, добыча газа (на одну скважину)	Сланцевый газ, энергетические единицы (натуральные единицы)			Традиционный газ	
	Barnett	Haynesville	Fayetteville	Низкая оценка	Высокая оценка
Всего энергозатраты по всем этапам ( $E_3$ ), ГДж	23154,0	28969,0	17393,7	10445,7	39168,2
Добыча газа за период эксплуатации скважины ( $E_{п}$ ), ГДж (млн м <sup>3</sup> ) <sup>*</sup>	2452025,7 (59,806)	5572785,6 (135,922)	2396297,8 (58,446)	1799545,0 (43,891)	
EROEI	105,9	192,4	137,8	165,4	44,1

\* - С учетом потерь на этапе подготовки газа (-4%)

Источник: расчеты авторов.



Источник: расчеты авторов.

**Рис. 5.2. Сравнительная оценка энергетической рентабельности добычи (EROEI) нетрадиционного и традиционного газа**

Большинство оценок EROEI включают весь цикл от добычи до конечного потребления энергоресурса. Следует отметить, что показатель EROEI был рассчитан нами именно для уровня «апстрим»<sup>50</sup> и, прежде всего, для сопоставления с традиционным газом (сектор

<sup>50</sup> «Апстрим» (англ. upstream) – этап добычи, внутрипромысловой транспортировки и первичной переработки (подготовки) углеводородов. «Даунстрим» (англ. downstream) – этап транспортировки углеводородов (магистральные нефтепроводы и газопроводы, транспортировка сжиженных газов (LNG)) и переработки углеводородов (НПЗ, нефтехимия, LNG заводы).

«даунстрим» для нетрадиционного и традиционного газа фактически идентичен). Между тем, как правило, при транспортировке и конечной утилизации природного газа (например, в качестве сырья для выработки электроэнергии) полученная энергия ( $E_{\text{п}}$ ) сокращается примерно на 50% (потери при транспортировке, эффективность сжигания природного газа<sup>51</sup>), а затраченная энергия ( $E_{\text{з}}$ ) возрастает (необходимо учитывать стоимость магистрального трубопровода, строительства электростанции и проч.). Так, коэффициент EROEI, рассчитанный для конечного использования природного газа в качестве сырья для выработки электроэнергии значительно меньше и колеблется от 2,5:1 до 5:1<sup>52</sup>. Однако результаты проведенных расчетов позволяют с уверенностью говорить (на основании сравнения с традиционным газом) о том, что добыча сланцевого газа является энергетически рентабельным процессом.

Несомненно, высокий показатель коэффициента EROEI не является абсолютным свидетельством успешного развития добычи сланцевого газа. Как было сказано выше, высокий уровень энергетической рентабельности не обеспечивает экономической эффективности процесса добычи (хотя, как правило, между этими показателями присутствует положительная зависимость).

В целом, проведенные расчеты позволяют говорить о том, что текущая «сланцевая революция» в США не является спекулятивным пузырем, который в ближайшей перспективе может исчерпать себя.

---

<sup>51</sup> Например, эффективность сжигания природного газа на электростанциях комбинированного цикла составляет 47% – Источник: Clark C.E., Han J., Burnham A. Life-cycle analysis of shale gas and natural gas//Center for transportation research, 2011, December.

<sup>52</sup> Gagnon L., Electricity Generation Options: Energy Payback Ratio, Hydro-Quebec, Direction – Environment, July 2005.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Нетрадиционный газ стал уже неотъемлемой частью мирового энергетического баланса, и его значение невозможно принижать или игнорировать. Важным фактором, который будет способствовать дальнейшему развитию его добычи, является относительная равномерность географического распределения ресурсов нетрадиционного газа, приближенного, в отличие от традиционных ресурсов газа, к центрам спроса. Это обуславливает повышенный интерес к нетрадиционному газу со стороны энергодефицитных стран, видящих в нем возможность снижения зависимости от импорта энергоносителей.

Ресурсы нетрадиционного газа в обозримой перспективе останутся в первую очередь ресурсами локального (местного) энергопотребления. Именно поэтому производство нетрадиционного газа будет развиваться опережающими темпами в энергодефицитных странах и регионах, оказывая все большее влияние на процессы регионализации мировой энергетики и сужая перспективы роста международной торговли энергоресурсами, особенно природного газа.

Однако реализация потенциала, который таится в нетрадиционном газе, потребует значительных инвестиций в его добычу, транспортировку и доставку потребителям. За 2010-2035 гг., по оценкам МЭА, объем подобных инвестиций может составить до 9,5 трлн долл., причем более половины этой суммы будет приходиться на развивающиеся страны.

Важную роль в распространении добычи нетрадиционного газа играют усиливающиеся процессы технологической глобализации в мировой энергетике, выраженные в данном случае в так называемой *диффузии* технологий и опыта добычи нетрадиционного газа из США в другие регионы. При этом США экспортируют не только собственно технологии добычи нетрадиционного газа, но и идеологию энергонезависимости, подкрепленную картиной устойчиво низких цен на газ на внутреннем рынке под воздействием «сланцевой революции». И не беда, что эта картина сформировалась совсем недавно, и еще неизвестно, как она будет меняться в других условиях. Главное – она наглядна.

Россия, как и другие энергоизбыточные страны, обладающие большими запасами традиционного газа, не испытывает жизненной необходимости в развитии добычи нетрадиционного газа для обеспечения внутренних потребностей страны в энергоресурсах (за исключением отдельных энергодефицитных районов). Однако рост добычи нетрадиционного газа в других регионах мира может оказать

глубокое и преимущественно отрицательное воздействие на устойчивое развитие российской газовой отрасли, на возможность России влиять на мировую энергетическую политику.

Причем, энергетической безопасности России угрожает даже не столько «сланцевая революция» как таковая, сколько общее технологическое отставание страны, невосприимчивость к продуцированию новых технологий последнего поколения. Отставание, которое может снизить конкурентоспособность российской экономики в целом, а также повысить ее уязвимость в условиях нарастающего геополитического соперничества.

Это растущее отставание России от основных технологических трендов в мировой энергетике и быстрое старение созданной научно-технической базы все чаще и чаще приводит к невозможности не только превентивного, но даже догоняющего реагирования на появление новых энергетических технологий и целых новых направлений в научно-техническом развитии.

Будущее российской газовой отрасли, конкурентоспособность ее продукции на мировом рынке во многом будут зависеть от того, насколько отечественной науке и российским компаниям удастся продвинуться в решении таких задач, как создание принципиально новых технологий дальнего транспорта природного газа, технологий эффективного освоения углеводородных ресурсов арктического шельфа и ресурсов нетрадиционного газа – газогидратов, метана угольных пластов, сланцевого газа и др., а также технологий, обеспечивающих значительное снижение издержек производства традиционного газа по всей «цепочке» – добыча, подготовка, транспорт и распределение газа.

От того, какие из перспективных технологий быстрее выйдут на рынок – новые технологии производства новых энергоресурсов, или технологии, обеспечивающие эффективный транспорт традиционных энергоресурсов на большие расстояния (природного газа в гидратном состоянии, электроэнергии по криогенному кабелю и др.), будет зависеть судьба основных экспортеров энергоресурсов, в том числе и России. Как, впрочем, и от того, в чьих руках будут находиться эти технологии.

Во-вторых, развитие добычи нетрадиционного газа в Китае, Польше и других странах, обладающих его значительными ресурсами, сужает перспективную нишу для экспорта российского газа на ключевые для нее рынки сбыта – Европы и Северо-Восточной Азии. Особенное беспокойство вызывает ситуация, которая может сложиться в ближайшие 10-15 лет в Китае, экспорт газа в который

остаётся одним из ключевых элементов реализации Восточной газовой программы России.

Ещё большее беспокойство и повышенное внимание должен вызывать прогресс в разработке месторождений газогидратов, начало промышленной добычи которых по своему эффекту значительно превзойдет «сланцевую революцию».

В-третьих, нельзя не отметить большого психологического давления, оказываемого на газовые рынки Северо-Восточной Азии и Европы низкими ценами на внутреннем рынке США, установившимися с 2008 г. из-за избытка сланцевого газа. Сохранение огромного ценового диспаритета в течение более чем четырех лет подтачивает всю сложившуюся структуру межрегионального ценового арбитража, толкая даже наиболее консервативные Японию и Южную Корею к поиску путей снижения цен на импортируемый газ (еще более заметен этот процесс в Европе). Наряду с переносом центра тяжести газовой торговли в странах Северо-Восточной Азии в Китай, это создает неблагоприятные условия для сохранения премиального характера регионального рынка, что грозит существенным снижением рентабельности российских проектов по производству сжиженного газа (во Владивостоке, на Ямале и на Штокмане), все в большей степени ориентируемых именно на этот рынок.

Наконец, регионализация газовых рынков, одним из механизмов которой является добыча нетрадиционного газа, подрывает долгосрочные перспективы роста межрегиональной торговли газом в целом. Этот процесс делает чрезвычайно сложным выход российского СПГ за географически очерченные пределы Европы и Северо-Восточной Азии, затрудняя дальнейшую диверсификацию рынков сбыта и жестко привязывая Россию к рынкам, которые либо близки к исчерпанию роста (ЕС, СНГ, Япония), либо в перспективе имеют альтернативные России источники поставок газа (Китай, Турция).

Конечно же, рост добычи нетрадиционного газа в различных регионах мира может иметь и положительные последствия для России. Рост производства и потребления нетрадиционного газа может вызвать новую волну интереса к потреблению газа как такового, к росту спроса на энергоносители в целом и изменению модели их потребления с отказом от более дорогостоящих или экологически более грязных альтернатив.

С учетом обеспеченности России ресурсами и запасами газа, это может открыть для нее дополнительные возможности для значительного увеличения экспорта газа. Но, повторим, только в том случае,

если удастся добиться значительного снижения издержек его производства и транспорта. И «сланцевая революция» должна стать для газовой отрасли России, прежде всего, стимулом для такого снижения. Без дешевого газа – источника энергии и сырья для газохимии – Россия потеряет свои конкурентные преимущества, и заклинания о «необходимости инноваций» нас не спасут. Это должны понимать и топ-менеджеры отраслевых структур, это должно понимать и государство, обеспечивая соответствующим компаниям благоприятный инвестиционный климат и возможность эффективного развития.

## ЛИТЕРАТУРА:

1. Ананенков А.Г. Тенденции развития сырьевой базы газовой промышленности мира//Доклад. II Международная научно-практическая конференция «Мировые ресурсы и запасы газа, и перспективы технологии их освоения» (WGRR-2010). Москва, 28.10.2010;
2. Ананенков А.Г., Мастепанов А.М. Газовая промышленность России на рубеже XX и XXI веков: некоторые итоги и перспективы. М., ООО «Газойл пресс», 2010;
3. Асаулов С. «Неправильный» газ // Твоя компания, 2011 г. ноябрь;
4. Высоцкий В.И. Ресурсы сланцевого газа и прогноз их освоения// ИнфоТЭК. 2011. №1;
5. Гафаров Н.А., Глаголев А.И. Нетрадиционные газовые ресурсы Западной Европы: оценки потенциала и геологоразведка// Газовая промышленность. Спецвыпуск 676/2012;
6. Глобальная энергетика и устойчивое развитие (Белая книга). М.: Изд. МЦУЭР, 2009;
7. Голоскоков А.Н. Критерии сравнения эффективности традиционных и альтернативных энергоресурсов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2011. № 1. С. 285-299;
8. Государственный доклад «О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2010 году». Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации. Москва, 2011;
9. Зеленцова Ж. Сланцевый газ, мифы и перспективы мировой добычи <http://pronedra.ru/gas/2011/12/23/slancevyj-gaz>;
10. Люгай Д.В., Якушев В.С., Перлова Е.В. Экспертная оценка ООО «Газпром ВНИИГАЗ» ресурсов нетрадиционных источников углеводородного сырья и перспектив их добычи// Доклад. II Международная научно-практическая конференция «Мировые ресурсы и запасы газа, и перспективы технологии их освоения» (WGRR-2010). Москва, 28.10.2010;
11. Макогон Ю.Ф. Газогидраты. История изучения и перспективы освоения. Геология и полезные ископаемые Мирового океана, 2010, №2;
12. Мастепанов А.М. Сланцевый газ: что он несет России? Сайт Российского Совета по международным делам - [http://russiancouncil.ru/inner/?id\\_4=1046#top](http://russiancouncil.ru/inner/?id_4=1046#top);

13. Мастепанов А., Ковтун В. Китай формирует газовую промышленность XXI века. Нефтегазовая вертикаль, №6, 2012;
14. Мастепанов А.М., Ковтун В.В. Метан угольных пластов в газовом балансе КНР: состояние и перспективы// Газовая промышленность. Спецвыпуск. 672/2012;
15. Раабен В.Ф. Основные типы нефтегазоносных территорий мира. - М.: Недра, 1986;
16. Сафронов А.Ф., Голоскоков А.Н. ЕРОЕI как показатель эффективности добычи и производства энергоресурсов // Бурение и нефть. 2010. № 12. С.48-51. URL: <http://burneft.ru/archive/issues/2010-12/13>;
17. Сафронов А.Ф., Соколов А.Н., Черненко В.Б. Методика расчета ЕРОЕI на примере разработки Средневилюйского газоконденсатного месторождения // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2011, №6;
18. Скоробогатов В.А., Кузьминов В.А., Салина Л.С. Ресурсы газа в низкопроницаемых коллекторах осадочных бассейнов России и перспективы их промышленного освоения //Газовая промышленность: Спецвыпуск «Нетрадиционные ресурсы нефти и газа» (676/2012);
19. Сланцевый газ в Европе: революция или эволюция. «Эрнст энд Янг», 2012;
20. Якуцени В.П., Петрова Ю.Э., Суханов А.А. Нетрадиционные ресурсы углеводородов – резерв для восполнения сырьевой базы нефти и газа России // Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2009, №4;
21. Якушев В.С., Перлова Е.В., Истомин В.А. и др. Ресурсы и перспективы освоения нетрадиционных источников газа в России. - М.: ИРЦ Газпром, 2007;
22. A Biogas Road Map for Europe. АЕВIОМ, October 2009;
23. Anaerobic digestion - <http://biogas-info.co.uk/maps/index2.htm>;
24. Annual Energy Outlook 2011. With Projections to 2035. April 2011. U.S. Energy Information Administration. Office of Integrated and International Energy Analysis. U.S. Department of Energy, Washington, DC 20585;
25. Annual Energy Outlook 2012. With Projections to 2035. June 2012. U.S. Energy Information Administration. Office of Integrated and International Energy Analysis. U.S. Department of Energy, Washington, DC 20585;
26. A primer for understanding Canadian shale gas. By Canada. National Energy Board, November 2009, Canada Aucott M. Energy

Return on Investment (EROI) of Natural Gas from the Marcellus Shale, Conference Game Changers: Future of Natural Gas, 2012;

27. Ascent Resources. Pure European Oil and Gas, September 2011 (<http://www.ascentresources.co.uk/system/files/61/original/2011-09%20Interim%20Results%20Presentation.pdf?1316092333>);

28. Berman Arthur E, A Perspective on Future U.S. Natural Gas Supply and Price, Labyrinth Consulting Services, ASPO Conference 2012;

29. Biogas – an introduction, Agency for Renewable Resources (FNR), 2009 ([http://www.fnr-server.de/ftp/pdf/literatur/pdf\\_329-biogas-an-introduction\\_engl.pdf](http://www.fnr-server.de/ftp/pdf/literatur/pdf_329-biogas-an-introduction_engl.pdf));

30. BP Energy Outlook 2030. London, January 2012;

31. Britannica Online Encyclopedia (<http://www.britannica.com/EBchecked/topic/122863/coal>);

32. Bruner K., Smosna R. A Comparative Study of the Mississippian Barnett Shale, Fort Worth Basin, and Devonian Marcellus Shale, Appalachian Basin. U.S. Department of Energy, 2011;

33. CBM Asia Development Corp, CBM Asia Corporate Presentation, 2012 Jul 07 ([http://www.cbmasia.ca/uploads/file/CBMA\\_PRES\\_July\\_2012.pdf](http://www.cbmasia.ca/uploads/file/CBMA_PRES_July_2012.pdf));

34. Central and Eastern European Shale Gas Outlook. KPMG Global Energy Institute. 2012 KPMG International Cooperative;

35. Chew K., The shale frenzy comes to Europe, E&P magazine, 1 March 2010 // <http://www.epmag.com/Magazine/2010/3/item53280.php>;

36. China's Coalbed Methane Resources Evaluation Report – 2000;

37. Clark C.E., Han J., Burnham A. Life-cycle analysis of shale gas and natural gas // Center for transportation research, December 2011;

38. Cutler J. Cleveland; Peter A. O'Connor, Energy Return on Investment (EROI) of Oil Shale Sustainability, 2011. Vol. 3 (11), P. 2307;

39. Demkin J.A. Environmental Reserouce Guide; John Wiley and Sons: Hoboken, New-York, 1996;

40. EIA Annual Energy Review 2009; DOE/EIA-0384. Washington: U.S. Department of Energy, 2010;

41. Energy in Australia 2010, Australian Government, Department of Resources Energy and Tourism, April 2010 ([http://adl.brs.gov.au/data/warehouse/pe\\_abarebrs99014444/energyAUS2010.pdf](http://adl.brs.gov.au/data/warehouse/pe_abarebrs99014444/energyAUS2010.pdf));

42. EU energy trends to 2030 – UPDATE 2009. EUROPEAN COMMISSION, Directorate-General for Energy in collaboration with Climate Action DG and Mobility and Transport DG. European Union, 2010;

43. EurObserv'ER Interactive database, <http://www.eurobserv-er.org/>;
44. Fayetteville Shale Gas Sales Information. Arkansas: Oil and Gas Division, State of Arkansas, 2011;
45. Gagnon L., Electricity Generation Options: Energy Payback Ratio, Hydro-Quebec, Direction – Environment, July 2005;
46. Geny, F. Can Unconventional Gas Be a Game Changer in European Markets? Oxford Institute for Energy Studies, Natural Gas Series, 2010. 46, 120 p.;
47. GeoExpo, Rasoul Sorkhabi, Paleozoic Tight Gas Plays in Jordan, Issue 1, Volume 7, 2010 -[http://www.geoexpo.com/article/Paleozoic\\_Tight\\_Gas\\_Plays\\_in\\_Jordan/4473357c.aspx](http://www.geoexpo.com/article/Paleozoic_Tight_Gas_Plays_in_Jordan/4473357c.aspx);
48. Geosciences Australia, Energy Maps - <http://www.ga.gov.au/cedda/maps/11>;
49. Golden Rules for a Golden Age of Gas. World Energy Outlook. Special Report on Unconventional Gas. OECD/IEA, 2012;
50. Goldman Sachs (2012). 360 Projects to Change the World [Online forum comment]. Retrieved from <http://www.docstoc.com/docs/119164686/Goldman-Sachs---360-projects-to-change-the-world>;
51. Federal Energy Regulatory Commission (FERC), <http://www.ferc.gov/industries/gas.asp> Transerv Energy, 2012;
52. Hullu J., Maassen J., Meel P. Comparing different biogas upgrading techniques. Eindhoven University of Technology, 2008;
53. Hughes Associates, Inc. , доступно на сайте [www.haifire.com/](http://www.haifire.com/);
54. Jeroen J., Arjan P., Ozge O. Implications of European Shale Gas Developments for the EU Gas Market: Model Based Analysis. International Association for Energy Economics, 2012;
55. IHS Cambridge Energy Research Associates (CERA) presentation at the Gas Infrastructure Europe conference in May 2009 // [www.gie.eu.com/conference/presented/Stoppard\\_GIE\\_060509.ppt](http://www.gie.eu.com/conference/presented/Stoppard_GIE_060509.ppt) IHS Cambridge Energy Research Associates Private report Gas from Shale-Potential outside North America? February 2009;
56. International Energy Outlook 2011. US Energy Information Administration. Sep. 2011, 301 p;
57. KPMG in Argentina, Energy and Natural Resources Survey 2011, доступно на сайте at: [www.enr-kpmg.com.ar](http://www.enr-kpmg.com.ar);
58. Kuuskraa, V.A. Worldwide Gas Shales and Unconventional Gas: A Status Report, prepared and presented at the recent United Nations Climate Change Conference, COP15, «Natural Gas, Renewables and Efficiency: Pathways to a Low-Carbon Economy» sponsored by the American Clean Skies Foundation (ACSF), the

UN Foundation (UNF) and the Worldwatch Institute, Copenhagen. December 7-18, 2009;

59. Latent Petroleum, Media Statements, <http://www.latentpet.com/project.asp>;

60. Linke Bernd. Country Report Germany, IEA Bioenergy Task 37, Istanbul, April 13 – 15, 2011;

61. Modern Shale Gas Development in the United States: A Primer, prepared for U.S. Department of Energy Office of Fossil Energy and National Energy Technology Laboratory. GWPC and ALL (Ground Water Protection Council and ALL Consulting), 2009; URL: [http://fossil.energy.gov/programs/oilgas/publications/naturalgas\\_general/Shale\\_Gas\\_Primer\\_2009.pdf](http://fossil.energy.gov/programs/oilgas/publications/naturalgas_general/Shale_Gas_Primer_2009.pdf) (accessed December 15, 2010);

62. Murphy D.J.; Hall, C.A.S.; Cleveland, C. Order from Chaos: A preliminary protocol for determining EROI of fuels. Sustainability 2011, 3. P. 1888-1907;

63. Mulder K.; Hagens N.J. Energy return on investment: Towards a consistent framework. *Ambio* 2008;

64. Natural Gas Market Review International Energy Agency, 2009;

65. Poland Shale Gas Investment Guide. Summer 2011;

66. Review of Emerging Resources: U.S. Shale Gas and Shale Oil Plays. July 2011. US EIA, 2011;

67. Richard Newell. Shale Gas and the Outlook for U.S. Natural Gas Markets and Global Gas Resources. OECD, June 21, 2011| Paris, France;

68. Rogner H.H. An assessment of world hydrocarbon resources. - IISA, WP-96-26. - Austria: Laxenburg, 1996. May; Annual Review of Energy and the Environment, 22 (1997), p. 217–262;

69. Sell B., Murphy D., Hall C. Energy return on energy invested for tight gas wells in the Appalachian basin, USA;

70. Shale Gas – A Global Perspective. KPMG Global Energy Institute, 2011;

71. Shale gas central and Eastern Europe: Section 1-4; <http://www.kpmg.com/Global/en/IssuesAndInsights/ArticlesPublications/shale-gas/Pages/shale-gas-development-inevitable.aspx>;

72. Shapouri H., Duffield J.A., Wang M. The Energy Balance of Corn Ethanol: An Update. AER-814. Washington, D.C.: USDA Office of the Chief Economist, 2002

73. The Future of Natural Gas. An interdisciplinary MIT Study;

74. U.S. Environmental Protection Agency's AgSTAR, Angelina LaRose. The EIA's Long-Term Outlook for U.S. Natural Gas Markets, AEO 2012 Early Release Overview. NARUC Winter Meeting, February 5, 2012, Washington, DC;

75. Worrell E., Phylipsen D., Einstein D., Martin N., Energy Use and Energy Intensity of the U.S. Chemical Industry. Data corrected for inflation with Consumer Price Index (CPI);
76. World Energy Outlook 2011. Paris: International Energy Agency, 2011;
77. World Energy Outlook 2012. Paris: International Energy Agency, 2012;
78. World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States = Release date: April 5, 2011;
79. Unconventional Gas Reservoirs—Tight Gas, Coal Seams, and Shales. National Petroleum Council, 2007;
80. Unconventional Gas, Topic Paper 29, July 18, 2007 ([http://www.npc.org/study\\_topic\\_papers/29-ttg-unconventional-gas.pdf](http://www.npc.org/study_topic_papers/29-ttg-unconventional-gas.pdf));
81. United States Geological Survey (Геологическая служба США), доступно на сайте <http://www.epa.gov/agstar/>.

ДЛЯ ЗАМЕТОК

---

Научное издание

# **НЕТРАДИЦИОННЫЙ ГАЗ КАК ФАКТОР РЕГИОНАЛИЗАЦИИ ГАЗОВЫХ РЫНКОВ**

**(по ред. д.э.н., проф. А.М. Мастепанова  
и к.г.н., доц. А.И. Громова)**

*Ответственный редактор Крылов С. И.  
Компьютерная верстка Зоркина Д. В.*

Подписано в печать 20.02.2013 г.  
Формат 60x84/16 бумага офсетная.  
Печать офсетная. Печ.л. 8  
Тираж 200 экз.  
Заказ № 150

Издательский центр «Энергия»  
125009, г. Москва, Дегтярный пер., д. 9  
тел. 8 (495) 411-53-38; 694-35-35

Интернет-магазин [www.energypublish.ru](http://www.energypublish.ru)

Отпечатано в ООО ИД «ЭНЕРГИЯ»  
г. Москва, 1-й Саратовский проезд, д. 4, под. 6  
тел./факс 8 (499) 173-47-54